Reduksjon av klimagassutslipp i Norge

En tiltaksanalyse for 2010

Forord

Statens forurensningstilsyn har lang erfaring med å utarbeide tiltaksanalyser for reduksjon av utslipp av bl.a. SO_2, NO_X , VOC og klimagasser. Slike analyser har vært viktig underlag for oppfølging av internasjonale klima- og sur nedbør avtaler. De første klimatiltaks-analysene ble utarbeidet tidlig på 90-tallet. Siden er det utarbeidet en rekke analyser for utvalgte kildegrupper. Til nå har imidlertid disse analysene ikke blitt sammenstilt i en *helhetlig tiltaksanalyse* der alle klimagasser og utslippskilder er inkludert og behandlet på en konsistent måte. En slik analyse vil være en nyttig innspill til utviklingen av norsk klimapolitikk , bl.a. som underlag til oppfølgingen av rapporten fra utvalget som har utredet et nasjonalt kvotesystem for handel med klimagasser.

På denne bakgrunnen har SFT gitt AS Civitas i oppdrag å sammenstille eksisterende tiltaksdata og på bakgrunn disse utarbeide en helhetlig analyse av tiltak for å redusere klimagassutslippene i Norge. Analysen er basert på mange tidligere utredninger fra bl.a. SFT, ECON og oljeselskapene i Norge og er først og fremst en sammenstilling av kjent kunnskap. Analysen inkluderer også en tiltaksanalyse for prosessindustrien som Frank Dahl fra Touche Doilette koordinerte og gjennomførte i fjor høst på oppdrag for SFT.

Prosjektleder hos Civitas har vært Eivind Selvig. I SFT har Fredrik Weidemann vært prosjektetleder, mens Audun Rosland har vært prosjektansvarlig.

Forøvrig takkes følgende personer for sine betydelige bidrag til analysen: Tore Kleffelsgård (SFT) mhp CH_4 fra avfallsdeponier, Eilev Gjerald og Torgrim Asphjell (SFT) mhp. utslippsregnskap og framskrivninger og Hans Haukås i Haukås AS som har bidratt med nødvendig kunnskap om utslipp og tiltak mhp. HFK.

I tillegg har en rekke andre personer vært behjelpelige med informasjon og vært åpne for diskusjoner om data og problematiske temaer.

SFT, Oslo, 22. februar 2000

Janne Sollie
Direktør i Samfunnsavdelingen

INNHOLD

1 SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER 4

1.1 Kostnader 5
1.2 Usikkerhet 6

2 INNLEDNING 7

3 METODE OG OMFANG AV ANALYSEN 7

3.1 Analysen omfatter alle sektorer og de største utslippskildene 7
3.2 Forholdet mellom makroøkonomiske framskrivninger og tiltaksanalysen 9
3.3 Nærmere om beregning av kostnad per redusert CO_2-ekvivalent 9
3.4 Nærmere om beregning av årlige merkostnader 10
3.5 Nærmere om årlige utslippsreduksjoner 11
3.6 GWP-verdier og sammenligninger mellom klimagasser 11

4 HISTORISKE UTSLIPP OG FRAMSKRIVNINGER 12

4.1 Utslipp av karbondioksid (CO_2) 13
4.2 Utslipp av metan (CH_4) 13
4.3 Utslipp av lystgass (N_2O) 13
4.4 Utslipp av perfluorkarboner (PFK) 14
4.5 Utslipp av hydrofluorkarboner (HFK) 14
4.6 Utslipp av svovelheksafluorid (SF_6) 14
4.7 Framskrivninger 17

5 ANDRE FORUTSETNINGER 18

5.1 Utslipp ved elektrisitetsproduksjon 18
5.2 Energipriser og CO_2-avgiften 18

6 HOVEDRESULTATER 20

6.1 Kostnadskurver for olje- og gassvirksomheten i Nordsjøen 23
6.2 Kostnadskurve for prosessutslipp og stasjonær forbrenning i prosessindustri. 24
6.3 Kostnadskurve for andre prosessutslipp 28
6.4 Kostnadskurve for annen stasjonær forbrenning utenom prosessindustrien 29
6.5 Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser fra Mobile kilder – veitrafikk 30
6.6 Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser fra Mobile kilder – motorredskap, jernbane, fly og skip 31

7 ANNEN NYTTE 32

8 USIKKERHET 33

8.1 Utslippsregnskapet og framskrivninger 33
8.2 Utslippsreduksjonenes størrelse og ikke utrede tiltak 34
8.3 Kostnadsberegningene og aggregering av kilder 34
8.4 Eksterne miljø – og helsevirkninger av reduserte utslipp 35
8.5 Andre eksterne virkninger av tiltakene som ikke er inkludert i analysen. 36
8.6 Virkemidler 36
8.7 Samlet kvalitativ vurdering av usikkerheten i analysen 36

9 FØLSOMHETSVURDERINGER 37

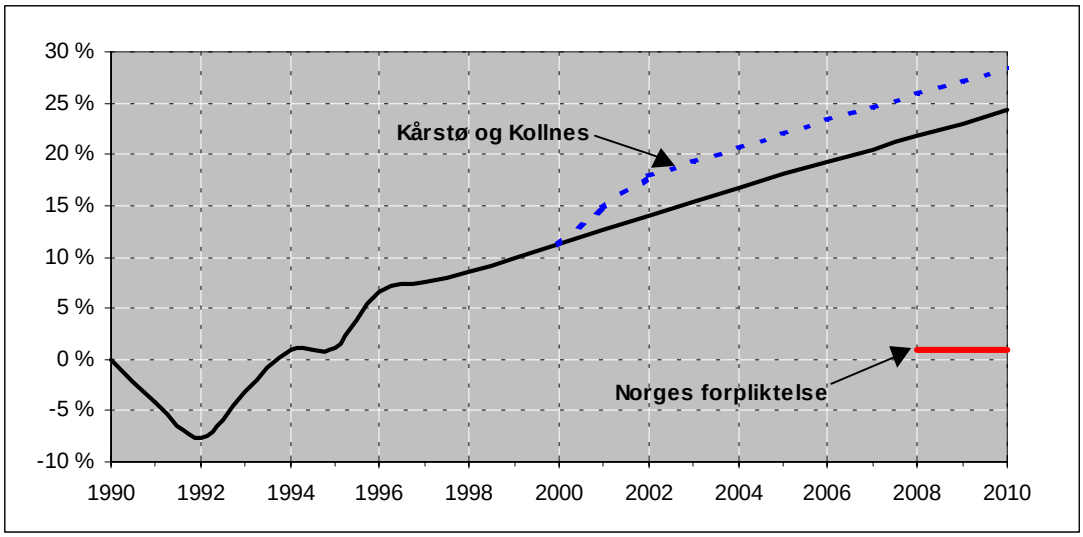
10 TABELL: ALLE TILTAK RANGERT ETTER STIGENDE KOSTNAD PER REDUSERT UTSLIPP AV KLIMAGASSER (CO_2-EKVIVALENTER) I 2010 40

11 REFERANSER 43

VEDLEGGSDEL – DE ENKELTE TILTAKENE

1 Sammendrag og konklusjoner

Norges forpliktelse i henhold til Kytoprotokollen er at klimagassutslippene i perioden 2008-2012 ikke skal være mer enn 1 % høyere enn i 1990. Fra 1990 og fram 1998 har utslippene av klimagass økt med 8%. Det er videre forventet at utslippene vil vokse kraftig de neste 10 årene, selv uten bygging av gasskraftverk, se figur 1.1. De nyeste framskrivningene fra Finansdepartementet/SFT gir en vekst på 24% fra 1990 til 2010, når en ser bort i fra eventuelle utslipp fra norske gasskraftverk. Dette innebærer at Norge må redusere de årlige klimagassutslippene med ca. 12 millioner tonn CO_2-ekvivalenter[1] i forhold til det framskrevne utslippet i 2010.



Figur 1.1: *Utslipp av klimagasser fra 1990 til 1998 og framskrivninger til 2010 uten nye vedtatt tiltak til 2010. Med og uten de planlagte gasskraftverkene på Vestlandet. Prosent i forhold til 1990. Kilde: SFT og Finansdepartementet.*

Kyotoavtalen åpner opp for at deler av forpliktelsene kan gjennomføres på tvers av landegrensene gjennom bruk av de såkalte fleksible mekanismene. Disse mekanismene skal i følge protokollen være et supplement til nasjonale tiltak. Det er foreløpig knyttet stor usikkerhet til hvilken internasjonal kvotepris en vil stå overfor når disse "Kyoto-mekanismene" trer i kraft. Anslagene varierer fra 50 til 400 kr/tonn CO_2 for første forpliktelsesperiode (2008-2012). I denne analysen fokuserer vi imidlertid på kostnadene ved å redusere klimagassutslipp innenlands og vi har således ikke vurdert kostnadene knyttet til å redusere utslippene i andre land.

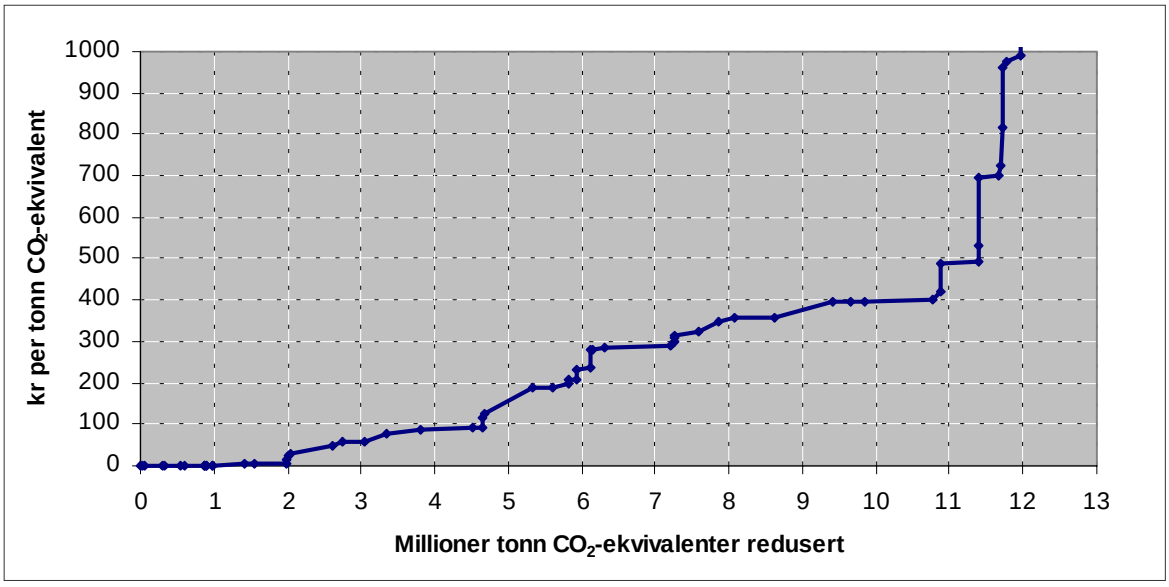
Tiltaksanalysen inkluderer mer enn 70 ulike tiltaksbeskrivelser. Innen hvert av disse aggregerte tiltakene vil det igjen finnes flere enkelttiltak. Kostnadene spenner fra under null til flere tusen kroner per tonn CO_2-ekvivalent redusert. Tiltaksinformasjonen er basert på en rekke tidligere utredninger fra SFT, utredninger gjennomført i samarbeid med andre direktorater og utredninger fra ulike forskningsmiljøer, industribransjer og enkeltbedrifter. SFT står imidlertid alene ansvarlig for sammenstillingen som gjøres i denne rapporten.

[1] CO_2-ekvivalenter er en felles måleenhet for utslipp av alle typer klimagasser. Utslippenes CO_2-ekvivalent måles ved hjelp av de enkelte gassenes globale oppvarmingspotensial (GWP) i forhold til CO_2. GWP-verdiene varierer fra 1 for CO_2 til mange tusen for enkelte gasser.

Den samlede effekten av å gjennomføre alle tiltakene inkludert i analysen er en reduksjon på litt over 12 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. De viktigste utslippskildene er da inkludert, både innenfor forbrennings- og prosessutslipp. Enkelte kilder er imidlertid ikke omfattet av analysen på grunn av manglende data. Dette gjelder bl.a. tiltak rettet mot utslipp av metan og lystgass fra jordbruket, lystgass fra biler og CO_2-opptak i skog.

1.1 Kostnader

I figur 1.2 er resultatene fra analysen oppsummert. Klimatiltakene er her rangert etter stigende kostnad per tonn CO_2-ekvivalent. Bare tiltak med lavere kostnader enn 1000 kr/tonn CO_2-ekvivalent er inkludert. Figuren viser f.eks. at det vil være mulig å oppnå en utslippsreduksjon på ca. 6 millioner tonn CO_2-ekvivalenter, gitt at alle tiltakene skal være billigere enn omlag 200 kr/tonn CO_2-ekvivalent. Dette betyr at det vil være mulig å gjennomføre om lag halvparten av Norges forpliktelse innenlands til kostnader som er lavere enn 200 kr/tonn CO_2-ekvivalent. Utslippene fra eventuelle norske gasskraftverk er da ikke inkludert.



Figur 1.2: *Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010. Tiltak med kostnader lavere enn 1000 NOK/tonn CO_2-ekvivalent.*

Dersom en legger til grunn 400 kr/tonn CO_2 som dyreste tiltak, vil nær 11 millioner tonn kunne redusere i Norge og med det oppfylle ca 90% av Kyotoavtalen nasjonalt,. Til sammenlikning er høyeste nivå på dagens CO_2-avgift 406 kr/tonn CO_2 (bensin). Inkluderes kun tiltak som er billigere 125 kr/tonn CO_2 vil utslippene kunne redusere med nær 4,5 millioner tonn, som tilsvarer 35% av Norges forpliktelse i Kyotoprotokollen.

Den samlede kostnaden for samfunnet av å redusere utslippene med 6 millioner tonn i 2010 (tiltak billigere enn 200 kr/tonn CO_2-ekvialent), vil være ca. 450 millioner kroner per år. Det er da ikke tatt hensyn til at enkelte tiltak kan være samfunnsøkonomisk lønnsomme hvis alle eksterne virkninger inkluderes i kostnadsanalysen, som f.eks. reduserte lokal luftforurensning, redusert trafikkulykker og reduserte tidskostnader. Eventuelle administrasjonskostnader knyttet implementering og bruk av virkemidler er heller ikke inkludert.

Tiltak til kostnad under 200 kr/tonn CO_2-ekvialent finnes innen alle hovedkilder med følgende fordeling av utslippsreduksjonene:

- Utslipp i prosessindustrien: *ca. 1.6 mill. tonn CO_2-ekvivalenter*
- Andre prosessutslipp, som CH_4 fra avfallsdeponier , HFK fra kulde/kjølemedier og VOC fra petroleumsindustrien: *ca. 1,2 mill. tonn CO_2-ekvivalenter*
- Stasjonær forbrenning utenom prosessindustrien: *ca. 2,0 mill. tonn CO_2-ekvivalenter*
- Veitrafikk: *ca. 0,7 mill. tonn CO_2-ekvivalenter*
- Andre mobile kilder, som skip, fly og småbåter: *ca. 0,25 mill. tonn CO_2-ekvivalenter*

Tiltakene i prosessindustrien domineres av bl.a. utfasing av bruk av SF_6 i magnesium-produksjonen og ombygging av fabrikklinjer for å redusere N_2O-utslippene fra salpetersyre-fabrikkene. Når det gjelder andre prosessutslipp er det redusert utslipp av VOC-utslipp fra lagring og lasting av råolje, CH_4 fra avfallsbehandling og bedre husholdning med HFK i kulde- og kjøleanlegg, som utgjør de laveste kostnadene og de største reduksjonspotensialene. Tiltak rettet mot utslipp fra annen stasjonær forbrenning fokuserer på redusert bruk av fyringsoljer ved energieffektivisering (enøk) og substitusjon til andre energikilder som bioenergi, varmepumper og solvarme.

De dyreste tiltakene (kostnader over 400 kr/tonn) omfatter i hovedsak enkelte mindre tiltak innen prosessindustrien, veitrafikk og motorredskaper.

1.2 Usikkerhet

Det er knyttet usikkerhet til flere elementer i tiltaksanalysen. Denne usikkerheten skyldes bl.a. følgende:

- Det kan være rene feil i grunnlagsdata,
  Det er flere tiltak som ikke er inkludert i analysen pga. mangel på gode nok data, f.eks. tiltak rettet mot utslipp av metan og lystgass fra jordbruket, lystgass fra biler og CO_2-opptak i skog.
- Det er usikkerhet i anslagene over utslippsreduksjoner,
- Det kan være feil i vurderingene av framtidig vekst i utslippene,
- I kostnadsberegningene er det ikke tatt med eksterne virkninger, slik som helsevirkninger av reduserte utslipp eller andre eksterne virkninger som ulykker, sparte tidskostnader, sysselsetting, etc. Flere av tiltakene ville vært vurdert som samfunnsøkonomisk lønnsomme dersom disse virkningene var blitt inkludert.

Likevel gir analysen et godt grunnlag for å vurdere hvor mye og innenfor hvilke områder det finnes reduksjonsmuligheter og til hvilken kostnad. Konklusjonene er lite følsomme for relativt store (±20%) endringer i de årlige tiltakskostnadene. Vi mener i tillegg at kostnaden for analysen som helhet er noe høyt estimert, bla. på grunn av at viktige eksterne virkninger ikke er inkludert i beregningene. Følsomheten er noe større for tilsvarende endringer i utslippsreduksjonene. Imidlertid mener vi at potensialet for utslippsreduksjoner er underestimert. Det er stor sannsynlighet for at utslippsreduksjonene vil øke og tiltakskostnadene vil avta ved innføring av de rette incentiver.

2 Innledning

Målsetningen for prosjektet har vært å lage en samlet og konsistent oversikt over klimatiltak i alle sektorer og for de seks klimagassene som omfattes av Kyotoprotokollen – CO_2, CH_4, N_2O, PFK, SF_6 og HFK.

Analysen omfatter nyinnsamlede data og bearbeiding av data fra tidligere utredninger. Nye data er innhentet fra prosessindustrien og andre bedrifter som er konsesjonsbelagt – til sammen mer enn 70 bedrifter. For øvrig er følgende utredninger sentrale underlag:

- Reduksjon i forbruk av av HFK. SFT, 1997; og Omregning av potensielle utslipp av HFK til "faktiske" utslipp. Haukås, 1999.
- Tiltak for reduksjon av NMVOC-utslipp i Norge. SFT, 1997.
- Reduksjon av NO_x-utslipp i Norge. SFT, 1999.
- Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Statoil, Hydro, Saga, mfl., 1999.
- Klimatiltak i Norge: Kostnader og potensialer. ECON, 1998.
- NOU, 1998:11. Energi- og kraftbalansen mot 2020.
- NOU, 2000:1. Et kvotesystem for klimagasser

I kapittel 3 gjennomgås metodikken, omfanget og ambisjonsnivået i analysen. Kapittel 4 og 5 tar for seg historiske utslipp, framskrivninger og andre forutsetninger. Kapittel 6 viser hovedresultatene for hele analysen samlet og for de enkelte sektorer. Kapitlene 7, 8 og 9 er viet usikkerhet og følsomhetsvurderinger. De enkelte tiltaksbeskrivelsene finnes i vedleggsdelen sammen med tabellarisk oversikt over tiltakene.

3 Metode og omfang av analysen

3.1 Analysen omfatter alle sektorer og de største utslippskildene

Tiltak er utredet med hensyn på reduksjon av de seks gassene som omfattes av Kyotoavtalen, det vil si CO_2, CH_4, N_2O, SF_6, PFK og HFK. De viktigste utslippskildene er også dekket, dvs. både forbrenningsutslipp og prosessutslipp. Enkelte kilder er ikke inkludert på grunn av manglende data. Dette gjelder bl.a. utslipp av metan og lystgass fra jordbruket, lystgass fra mobile kilder og CO_2-opptak i skog.

Utslippskildene er definert og aggregert mest mulig ensartet i forhold til den som har vært nødvendig i forhold til utformingen av tiltakene. De prosesstekniske tiltakene er så bedriftsspesifikke at det ikke har vært hensiktmessig å aggregere kildene.

For landbasert industri er data i analysen primært basert på innspill fra industribedrifter med rapporterte utslipp over ca. 20.000 tonn CO_2-ekvivalenter per år i 1990 eller i perioden 1996 – 1998. Til sammen utgjør dette i størrelsesorden 70 bedrifter. Disse dekker mer enn 95 % av de samlede utslipp av klimagasser rapportert til SFT fra industrielle kilder, eksl. offshoresektoren. I tillegg har følgende kilder inngått som grunnlag for denne delen av analysen:

↳ INKOSYS – SFTs database som bl.a. gir historiske utslippdata for industrikilder

- PILs (Prosessindustriens Landsforening) oversikt over utslipp fra medlemsbedriftene i perioden 1990 – 1998, jf brev fra PIL av 09.07.99, SFT-ref. 98/3580-33.
- Div. tidligere dokumenter og utredninger om utslipp av klimagasser utarbeidet av SFT.

Andre prosessutslipp som CH_4, HFK og VOC bygger på tidligere tiltaksanalyser i regi av SFT (SFT, 1997b og c, 1999d)

Innenfor olje- og gassvirksomheten bygger vi på oljebransjens egen regionale konsekvensutredning (RKU, 1998), Miljøsok (OLF, 1998) og OEDs Miljø 1999. I RKUen er utslippsreduksjoner på hvert enkelt felt er utredet. De feltspesifikke dataene er aggregert og oppsummert i fem grupper.

Utslippsreduksjoner innen stasjonær energibruk bygger på NOU 1998:11, KanEnergi, 1998, og ECON, 1998. Beregninger og sammenstilling til denne analysen er gjort av Civitas og er nærmere redegjort for i vedlegsdelen av denne rapporten.

De mobile kildene er oppdelt i fire hovedgrupper og videre oppdelt innenfor disse igjen. Dette er en utslippskilde med svært mange aktører men med relativt ensartet teknologimuligheter innenfor de fire hovedgruppene. Analysen bygger på utredninger av TØI, Vestlandsforskning, Civitas, Ecotrafic blant annet i forbindelse med tidligere tiltaksanalyser med hensyn på NO_x, VOC og arbeid med St. meld.29 om Norges oppfølging av Kyotoprotokollen (SFT 1997c; 1999a og b).

Alle tiltak er nærmere beskrevet i vedleggsdelen.

Ambisjonsnivået for utredning og beregning av utslippsreduksjoner i de ulike sektorene er trolig tilnærmet likt med hensyn til realisme og gjennomførbarhet av tiltakene. Det er lagt til grunn dagens kunnskap om tekniske løsninger, det vil si i stor grad teknologi som er tilgjengelig som produkter på markedet i dag. Dette innebærer at analysen inkluderer få tiltak og tekniske løsninger som fortsatt befinner seg på utviklingsstadiet. I mange tilfeller vil ny teknologi, teknologi under utvikling, kunne forventes å være tilgjengelig i perioden fram til sluttåret. Et slikt eksempel kan være brenselscelle-teknologi for kjøretøy.

Samlet sett vil analysen ikke angi det som ofte benevnes maksimum teknisk reduksjonspotensial. Samtidig må det understrekes at det innen flere av sektorene ikke er sannsynlig at alle de beskrevne tiltakene vil gjennomføres slik de er beskrevet i denne analysen. Det avhenger av økonomiske incentiver og politiske beslutninger om virkemiddelbruk og byrdefordeling, og eventuelt teknologiske nyvinninger.

Mange av de tiltak som er gjennomgått i denne analysen reduserer andre utslippskomponenter enn klimagasser eller medfører gunstige kostnadsbesparelser og effektiviseringer på annen måte. Det betyr at flere av tiltakene kanskje vil gjennomføres av andre årsaker uavhengig av klimagassreduksjonen. Kostnadene er likevel i hovedsak tillagt klimagassreduksjonen i sin helhet. Kostnaden per klimagassreduksjonen sier derfor ingenting om tiltakets totale nytte-kostnadsforhold. Eksempelvis er flere av tiltakene om effektiviseringer av prosesser hovedsakelig interessante pga. reduserte utgifter til råvarer og energi og derigjennom bedret konkurranseevne for bedriften.

Andre miljøeffekter kan også være en hovedmotivasjonen for å gjennomføre enkelte av tiltakene. Spesielt innen veitrafikk kan lokal luftforurensninger og helseeffekter være motivasjonen.

3.2 Forholdet mellom makroøkonomiske framskrivninger og tiltaksanalysen

Utgangspunktet for tiltaksanalysen er en makroøkonomisk framskrivning av aktivitetsnivå i Norges økonomiske sektorer og tilhørende utslippsutvikling.

Finansdepartementet i samarbeid med SFT og SSB utarbeidet utslippsframskrivninger for klimagasser fram til 2010 gitt at ingen nye virkemidler gjennomføres utover de som allerede er vedtatt. For energirelaterte utslipp er disse i hovedsak basert på beregninger med den makroøkonomiske modellen MODAG, supplert med sektorstudier for blant annet transport og petroleumsvirksomhet.

Tiltaksanalysen tar videre utgangspunkt i god kjennskap til sektorenes teknologiske nivå og vurderer nye muligheter for utslippsreduksjoner med tilhørende kostnader og andre nyttevirkninger. Rangeringen av tiltak etter kriteriet ”kostnad per enhet utslippsreduksjon” og framstilling av en kostnadskurver er viktigste sluttresultatet av en tiltaksanalyse. Andre rangeringskriterier kan også anvendes hvis datamaterialet tillater det, for eksempel nettonytte eller kostnad-nyttebrøk.

Hensikten med denne tiltaksanalysen er å sammenstille eksisterende kunnskap om tiltak for reduksjon av klimagassutslipp i ulike sektorer og utslippskilder, slik at vi kan få fram et helhetlig perspektiv på hvordan kostnader og potensialer for reduksjoner fordeler seg mellom de ulike sektorer og aktører. For å sammenligne tiltak for å redusere ulike klimagasser har vi anvendt målestokken ”gassenes globale oppvarmingspotensial”, GWP-verdier. Begrepet er nærmere forklart i avsnitt 3.6

Tiltakene i analysen er videre beskrevet med hensyn på teknologi og kostnader, og deretter rangert etter kriteriet – *kroner per redusert mengde CO_2-ekvivalenter*. Kriteriet er nærmere beskrevet nedenfor i avsnitt 3.3.

Den foreliggende analysen inkluderer ikke kvantifiseringer av andre nyttevirkninger i monetære enheter. Analysen inkluderer heller ikke nærmere vurdering av virkemidler.

3.3 Nærmere om beregning av kostnad per redusert CO_2-ekvivalent

I analysen har vi rangert tiltakene etter stigende kostnad per tonn CO_2-ekvivalet redusert. Tiltakene er beskrevet med hensyn til total utslippsreduksjon, merkostnader til investering og drift. Med utgangspunkt i disse dataene kan den årlige merkostnaden for tiltakene beregnes (se nedenfor). ”Kostnadseffektiviteten” er dermed:

- Årlige merkostnader per tonn reduserte CO_2-ekvivalent i målåret 2010

Når alle aktuelle tiltak blir framstilt etter stigende årlig kostnad per tonn redusert utslipp får vi en kostnadskurve. Desto flere tiltak som inkluderes i analysen desto større er muligheten for at denne kostnadskurven gjenspeiler den virkelige kostnadssituasjonen for å redusere denne utslippskomponenten. Det er viktig å få fram tiltak med både lave og høye kostnader slik at bilde blir så fullstendig som mulig.

I denne analysen har vi ikke beregnet tiltakenes effekt på andre utslipp og vi har ikke tatt hensyn til at noen av tiltakene primært vil bli gjennomført for å redusere andre luftforurensningsproblemer, for eksempel SO_2-, NO_X-, PM_{10}-utslipp, eller av helt andre årsaker.

Vi har i kostnadsberegningene ikke tatt hensyn til tiltakenes andre positive eller negative effekter, så som sparte tidskostnader, sysselsettingseffekter, effekter på konkurranseevnen eller utvikling og eksport av miljøteknologi.

Videre har analysen ikke vurdert hvilke virkemidler som er best egnet for å utløse de ulike tiltakene, eller hvilken kostnad eventuelle virkemidler vil medføre i tillegg til de direkte tekniske kostnadene.

I rangering og etablering av kostnadskurven er det tatt hensyn til at tiltak som er rettet mot samme kilde påvirker hverandres utslippsreduksjon. Det vil si at utslippsreduksjonen i tonn ved tiltak nummer 2, 3, 4, osv. gradvis blir mindre. Det betyr at tiltakene som rangeres dårligst får endret forholdet mellom kostnad og redusert utslipp, det øker i forhold til om tiltaket ble "innført/rangert" som første tiltak.

3.4 Nærmere om beregning av årlige merkostnader

Årlige merkostnader er definert som annuiteten av mer-investeringene, A_m, pluss årlige økte driftskostnader, D_m, minus årlige økte driftsinntekter, D_i.

(1) $$\mathring{A}_{mk} = A_m + D_m - D_i$$

I beregningen av årlig kapitalkostnad (merkostnad til investering, A_m) er det som en hovedregel lagt til grunn tiltakets tekniske levetid og en diskonteringsrente på 3,5% + risikotillegg.

Økte driftskostnader, D_m, kan være økte drivstoffkostnader, økte vedlikeholdskostnader mv., mens økte driftsinntekter, D_i omfatter i hovedsak reduserte drivstoffutgifter.

Kostnadsberegningsutvalget (NOU 1998:16) anbefaler å anvende en risiko fri diskonteringsrente (3,5%) på miljøprosjekter der nasjonale målsetninger er fastlagt gjennom internasjonale miljøavtaler og beslutninger i Stortinget. Utvalget peker på at det likevel kan være sektorer hvor man kan/bør bruke et risikotillegg på grunn av konjunkturfølsomhet og usikkerhet omkring effekten av tiltakene av den grunn. Eksempler på dette kan være oljesektoren, veitrafikk og skipsfart.

I denne analysen er de fleste tiltakskostnader beregnet med 7% diskonteringsrente. Imidlertid bygger vi på tidligere arbeider hvor det er brukt for eksempel 4% rente, og det er i enkelte utredninger også anvendt en kombinasjon av teknisk levetid og økonomisk avskrivningstid for prosjektene, dvs. at andre avkastningskrav er lagt til grunn. Vi har i disse tilfellene valgt å operere med de opprinnelige analysenes økonomiske beregninger. Det har kun i noen tilfeller vært mulig innenfor tidsrammen for dette prosjektet å få tilgang på alle bakgrunnsdataene for å gjøre nye beregninger. Det kan derfor være noe inkonsistens i kostnadsberegningene og sammenligningsgrunnlaget for tiltak i ulike sektorer blir mer usikkert, men det er trolig innenfor den generelle usikkerheten i analysen.

Ved tiltak hvor investeringene går over flere år er et forenklet annuitetskriterium brukt. Det vil si at samlet investering er summert (ikke nåverdiberegnet) og det er antatt at hele investeringen skjer i år null.

3.5 Nærmere om årlige utslippsreduksjoner

Årlige utslippsreduksjoner er beregnet som tonn redusert utslipp i målåret eller –perioden. I denne analysen er målåret 2010. Reduksjonene er beregnet i forhold til fremskrevet utslipp. Det betyr i hovedsak at det ikke er tatt hensyn til tiltakets utslippsvirkninger i årene før og etter målåret. Imidlertid er det noen unntak hvor det i de opprinnelige utredningene er beregnet en gjennomsnittlig utslippsreduksjon per år i hele tiltakets levetid. Avvikene kan være store hvis utslippsutviklingen for sektoren varierer mye innenfor tiltakets levetid og målåret er et ikke-typisk år i "utslippsutviklingen". Det er spesielt innen oljesektoren dette gjør seg gjeldende hvor produksjonsutviklingen og de ulike feltenes modenhet spiller inn på utslippsnivået i de enkelte år. Imidlertid synes det ikke å være altfor store avvik mellom reduksjonene i 2010 og de gjennomsnittlige nivåene i de foreliggende tiltaksberegningen. Kostnadseffektiviteten blir konstant over tiltakets levetid ved å bruke det gjennomsnittlige eller "annuitetsberegnet" utslippsreduksjon.

I forbindelse med klimagassutslipp er det de akkumulerte utslippene og oppbygging av gassenes konsentrasjoner i atmosfæren over tid som betyr noe for det endelige omfanget av bidraget til klimaeffekten. Tidspunktet for utslippene, om det kommer i nær fremtid eller noe lenger fram, er likevel av betydning. Hvis målet er å nå et visst konsentrasjonsnivå om 50 eller 60 år så betyr det at jo mer som slippes ut i dag jo større må de framtidige utslippsreduksjonene bli. Dette avhenger av de ulike gassenes levetid i atmosfæren og deres globale oppvarmingspotensial (GWP-verdier). Dette er beskrevet nærmere i avsnitt 3.6.

3.6 GWP-verdier og sammenligninger mellom klimagasser

Det er stor variasjon mellom de ulike klimagassenes oppvarmingseffekt og levetid i atmosfæren. For å kunne sammenligne betydningen av ulike klimagasser har man utviklet en målestokk kalt GWP – Global Warming Potential – Globalt oppvarmingspotensial. Denne størrelsen er et mål for den akkumulerte oppvarmingseffekten til en gass over et gitt tidsrom i forhold til CO_2. I tabell 3.1 er faktorene oppgitt for de gassene som omfattes av Kyotoavtalen ved tre tidshorisonter – 20 år, 100 år og 500 år. Videre i denne analysen bruker vi omregningsfaktoren i et 100 års perspektiv. Det er i henhold til metodikken anvendt i Kyotoavtalen.

Tabell 3.1: *Globalt oppvarmingspotensial (GWP) med tidshorisontene 20, 100 og 500 år for noen utvalgte gasser som omfattes av Kyotoavtalen. 100 år brukes i denne analysen ved omregninger fra tonn utslippskomponent til tonn CO_2-ekvivalenter.*

			Globalt oppvarmingspotensial – ulike tidshorisonter		
		Levetid i atmosfæren (år)	20 år	**100 år**	500 år
CO_2		50-200	1	**1**	1
CH_4		12	56	**21**	6,5
N_2O		120	280	**310**	170
PFK	eks. CF_4	50000	4400	**6500**	10000
	eks. C_2F_6	10000	6200	**9200**	14000
SF_6		3200	16300	**23900**	34900
HFK	eks. 134a	14,6	3400	**1300**	420

Kilde: IPCC, 1996

Som man ser av tabellen har alle de andre gassene, relativt til CO_2, et større oppvarmingspotensial per molekyl. Det betyr at reduksjoner av de andre gassene i absolutte tonn kan være mindre enn for CO_2, men likevel gi like stort CO_2-ekvivalent reduksjon. Dette volum, mengde, effekt og tidsaspektet er en viktig medvirkende årsak til at det kan være mer effektivt og til en lavere kostnad å gjennomføre tiltak for å redusere andre klimagasser enn å redusere CO_2.

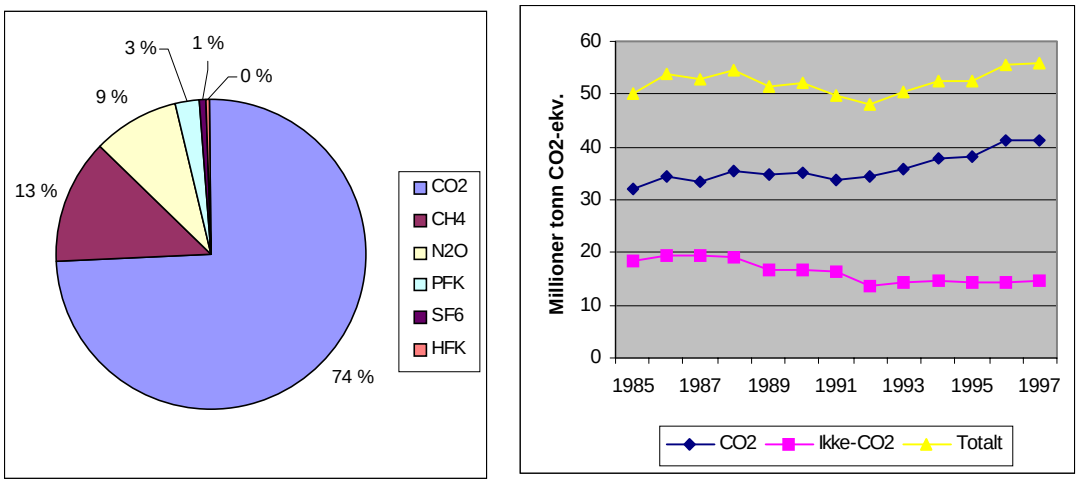
Valg av en annen tidshorisont mhp. GWP-verdier, for eksempel 20 år eller 500 år, vil gi andre resultat og kan omrokere rangeringen av tiltakene. Det kan indikere at man bør vektlegge reduksjoner i de ulike gassene på en annen måte enn om man anvender GWP-verdiene for 100 års perspektivet. Analyseresultatets følsomhet for bruk av en annen tidshorisont er drøftet i kapittel 9.

4 Historiske utslipp og framskrivninger

De samlede norske utslippene av klimagasser var i 1997 nær 56 millioner tonn CO_2-ekvivalenter, se tabell 4.2. I likhet med andre land er CO_2 den viktigste klimagassen i Norge. CO_2 utgjør om lag 74 prosent av de samlede klimagassutslippene i Norge, se figur 4.1. Metan og lystgass utgjør hhv. 13 og 9 prosent, mens de fluorholdige gassene PFK, HFK og SF_6 til sammen bidrar med ca. 4 prosent.

Omlag 32 prosent av de samlede klimagassutslippene er knyttet til industrien på land . Når 90 prosent av dette utslippet er knyttet til om lag 60 bedrifter med utslipp større enn 20 000 tonn per år. Petroleumsvirksomheten bidro med 23 prosent av de totale utslippene, mens de mobile kilder utgjorde 28 prosent.

De samlede norske utslippene av klimagasser økte med om lag 8 prosent fra 1990 til 1997. Økningen skyldes økt CO_2-utslippet, særlig knyttet sterkt vekst i fra bruk av fyringsolje, petroleumsvirksomhet og transportsektoren. Utslippene av andre klimagasser er i samme tidsrom blitt redusert med 14, se figur 4.1.



Figur 4.1: *Samlet utslipp av klimagasser i 1997 fordelt etter gass og utviklingen i fra 1985 til 1997. Kilde: SFT og SSB.*

4.1 Utslipp av karbondioksid (CO_2)

I 1997 var utslippene over 41 millioner tonn som er 18 prosent høyere enn nivået i 1990, se tabell 4.1 og 4.2. De viktigste CO_2-kildene i Norge var i 1997 veitrafikk (21 prosent), fyring med olje, gass og kull (23 prosent), prosessutslipp (21 prosent) og petroleumsvirksomheten (23 prosent). Utslippene fra stasjonær fyring er dominert av bruk av fyringsoljer. Men bruk av brenselsgass i raffinerier og petrokjemisk produksjon bidrar også vesentlig til det samlede utslippet av CO_2 i Norge. Fyring med kull og koks er imidlertid en liten CO_2-kilde i Norge, med unntak av sementindustrien. De norske prosessutslippene domineres av bruk av kull og koks som råvare i metallindustrien og silisiumkarbidproduksjon, CO_2 fra bruk av kalkstein i sementindustrien og bruk av våtgass i produksjon av gjødsel. Utslippene i petroleumsvirksomheten er først og fremst knyttet til produksjon av kraft i gassturbiner. En mindre andel av utslippene skyldes avbrenning av naturgass i fakkel.

4.2 Utslipp av metan (CH_4)

De norske metanutslippene var i 1997 om lag 350.000 tonn, tilsvarende 7,4 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Dette utslippet er dominert av utslipp fra avfallsfyllinger (55 prosent), men utslippet fra husdyr og husdyrgjødsel er også stort (31 prosent), se figur 4.2. Metan fra avfallsfyllinger, husdyr og husdyrgjødsel oppstår ved nedbrytning av organisk materiale uten tilførsel av oksygen. Utslippene fra petroleumsvirksomheten utgjorde ca. 8 prosent av totalutslippene i 1997 og er hovedsakelig knyttet til diffuse utslipp av metan. Stasjonær og mobil forbrenning av energivarer utgjorde 3 prosent. Vedfyring i boliger er her den viktigste kilden.

Metanutslippene har vokst kraftig gjennom hele etterkrigstiden først og fremst pga. økt avfallsdeponering. De siste årene er utslippsveksten noe redusert. Fra 1990 til 1997 økte utslippene med ca. 10 prosent.

4.3 Utslipp av lystgass (N_2O)

De norske lystgassutslippene er anslått til 16 300 tonn i 1997, tilsvarende 5,1 millioner CO_2 -ekvivalenter. 58 prosent av dette utslippet skyldes bruk av nitrogenholdig kunst- og husdyrgjødsel i jordbruket og drenering av myrer, mens 29 prosent er knyttet til produksjon av

salpetersyre (til nitrogenholdig kunstgjødsel). Stasjonær forbrenning utgjorde kun 2 prosent, mens mobile kilder bidro med 9 prosent. Utslippene fra vegtrafikken har vært økende siden 1989, pga. innføringen av personbiler med katalysator.

På samme måte som for metan har lystgassutslippene økt betydelig helt fram til begynnelsen på 80-tallet, primært pga.. økt produksjon og bruk av kunstgjødsel. Etter 1990 har det imidlertid vært en viss nedgang i utslippene på grunn av prosessomlegginger i salpetersyreproduksjonen – ca. 7 prosent. Disse tiltakene resulterte i et særlig lavt utslipp i 1992. Etter 1992 har utslippene økt noe igjen pga. av økt gjødselsproduksjon.

4.4 Utslipp av perfluorkarboner (PFK)

Utslippet av PFK er i Norge totalt dominert av utslipp fra produksjon av aluminium. I 1997 tilsvarte utslippene 1,4 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Det antas at 96 prosent av utslippet er perfluormetan (CF_4) og 4 prosent perfluoretan (C_2F_6). Generelt er PFK-utslippene pr. tonn aluminium fra de norske produksjonsanleggene lavere enn det som rapporteres fra andre land. Videre er normalt utslippene høyere for søderberg-tenologi en for prebaked.

Perfluorkarboner-utslippene pr. produsert enhet har blitt redusert betydelig de siste 10 årene bl.a. som følge av endringer i produksjonsprosessen (redusert blussfrekvens). Fra 1990 til 1997 ble utslippet redusert med ca. 43 prosent.

4.5 Utslipp av hydrofluorkarboner (HFK)

HFK er halogenerte karbonforbindelser uten brom eller klor. HFK brukes i kjøleanlegg, som brannslukningsmiddel, til produksjon av skumplast mm. HFK er i dag svært aktuelle som erstatningsstoffer til KFK, HKFK og haloner som under Montrealprotokollen skal utfases for å unngå nedbrytning av ozonlaget. I 1990 var forbruket av HFK neglisjerbart, men har allerede i løpet av første halvdel av 90-tallet økt betydelig. I 1997 tilsvarte forbruket et reelt utslipp på 44 tonn eller 0,1 millioner tonn CO_2-ekvivalenter, se tabell 4.2. Det potensielle utslipp (forbruket) i 1997 tilsvarte 0,6 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. På lengre sikt – f.eks. i 2010 - vil det imidlertid være mindre forskjell på potensielle og reelle utslipp.

I 1997 ble det benyttet i alt 7 ulike HFK-forbindelser (HFK-134a, HFK-152a, HFK-125, HFK-143a, HFK-23, HFK-32 og HFK-227ea). De viktigste forbindelsene var HFK-134a, HFK-125 og HFK-143a. Det viktigste bruksområdet i 1997 var som medium til kjøling og air-conditioning.

4.6 Utslipp av svovelheksafluorid (SF_6)

Svovelheksafluorid er en drivhusgass med et svært stort oppvarmingspotensial og lang levetid. I global målestokk er imidlertid utslippet lite. I Norge er forbruket relativt sett stort i og med at SF_6 brukes som dekkgass i produksjon av metaller, først og fremst magnesium. I tillegg brukes noe SF_6 i gassfylte elektrisitetsbrytere (GIS) o.l., men det er knyttet stor usikkerhet det størrelsen på dette utslippet. SFT har derfor i 1999 satt ut et prosjekt for å bedre kvaliteten og redusere usikkerheten på disse utslippstallene.

I 1997 var det samlede SF_6-utslippet 21 tonn – tilsvarende 0,5 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Utslippet har gått kraftig ned de siste 10 årene, med over 90 prosent. Denne nedgangen skyldes redusert forbruk av SF_6 i magnesiumindustrien.

Tabell 4.1: Utslipp av klimagassene CO_2, CH_4, N_2O, PFK, SF_6, HFK i Norge i 1990. Kilde: SFT og SSB.

	CO_2 Mtonn	CH_4 ktonn	N_2O ktonn	PFK tonn	SF_6 tonn	HFK tonn	CO_2-ekv. Mtonn
I alt	**35,2**	**317,1**	**17,5**	**385**	**92**	**3**	**52,0**
Stasjonær forbrenning	**14,3**	**9,7**	**0,3**				**14,6**
Oljevirksomhet offshore	6,6	2,2	0,1				6,6
Olje- og gassterminaler	0,3	0,1	0,0				0,3
Industri på land:	4,7	0,5	0,1				4,7
- Oljeraffinerier	1,7	0,1	0,0				1,7
- Treforedling	0,2	0,2	0,1				0,2
- Sement og mineralsk	0,5	0,0	0,0				0,5
- Petrokjemi	0,6	0,1	0,0				0,6
- Gjødselsproduksjon	0,0	0,0	0,0				0,0
- Metallproduksjon	0,4	0,0	0,0				0,4
- Annen industri	1,2	0,1	0,0				1,2
Andre næringer	1,3	0,2	0,0				1,3
Boliger	1,4	6,7	0,1				1,6
Prosesser	**7,4**	**303,7**	**16,5**	**385**	**92**	**3**	**23,6**
Oljevirksomhet offshore	0,4	14,8					0,7
Olje- og gassterminaler	0,0	0,7					0,0
Kullutvinning på Svalbard	0,0	4,2					0,1
Industri på land:	6,6	1,0	6,7	385	90		13,3
- Oljeraffinerier	0,0						0,0
- Sement og mineralsk	0,7						0,7
- Petrokjemi	0,0						0,0
- Gjødselproduksjon	0,6		6,7				2,7
- Karbidproduksjon	0,4	1,0					0,5
- Jern og ferrolegeringer	3,1						3,1
- Aluminium	1,6			385			4,1
- Magnesium	0,1				89		2,3
- Metallstøperier					0		0,0
Landbruk	0,2	100,8	9,5				5,2
Avfallsdeponier	0,0	181,7					3,9
Bruk av løsemidler	0,1						0,1
Andre næringer	0,0	0,4	0,4		2	3	0,2
Mobile kilder	**13,5**	**3,7**	**0,7**				**13,8**
Vegtrafikk	7,9	3,0	0,2				8,0
Motorredskaper	0,8	0,1	0,3				0,9
Fly	0,9	0,0	0,0				1,0
Kysttrafikk	1,9	0,1	0,0				1,9
Fiskefartøy	1,5	0,1	0,0				1,5
Mobile plattformer	0,2	0,1	0,0				0,2
Andre mobile kilder	0,3	0,2	0,0				0,3
I ALT CO2-ekviv.	**35,2**	**6,7**	**5,4**	**2,5**	**2,2**	**0,0**	**52,0**

Tabell 4.2. Utslipp av klimagassene CO_2, CH_4, N_2O, PFK, SF_6, HFK i Norge i 1997. Kilde: SFT og SSB.

	CO_2 Mtonn	CH_4 ktonn	N_2O ktonn	PFK tonn	SF_6 tonn	HFK tonn	CO_2-ekv. Mtonn
I alt	**41,4**	**350,2**	**16,3**	**219**	**21**	**44**	**55,9**
Stasjonær forbrenning	**17,5**	**11,5**	**0,3**				**17,8**
Oljevirksomhet offshore	8,7	2,9	0,1				8,8
Olje- og gassterminaler	0,6	0,6	0,0				0,7
Industri på land:	5,9	0,5	0,1				6,0
- Oljeraffinerier	2,0	0,1	0,0				2,0
- Treforedling	0,7	0,2	0,1				0,7
- Sement og mineralsk	0,9	0,0	0,0				0,9
- Petrokjemi	0,9	0,1	0,0				0,9
- Gjødselsproduksjon	0,0	0,0	0,0				0,0
- Metallproduksjon	0,3	0,0	0,0				0,3
- Annen industri	1,1	0,1	0,0				1,1
Andre næringer	1,2	0,2	0,0				1,2
Boliger	1,0	7,3	0,1				1,2
Prosesser	**8,7**	**335,2**	**14,6**	**219**	**21**	**44**	**22,3**
Oljevirksomhet offshore	0,7	26,5					1,2
Olje- og gassterminaler	0,0	0,6					0,0
Kullutvinning på Svalbard	0,0	5,4					0,1
Industri på land:	7,6	0,9	4,8	219	19		11,1
- Oljeraffinerier	0,1						0,1
- Sement og mineralsk	0,9						0,9
- Petrokjemi	0,0						0,0
- Gjødselproduksjon	0,8		4,8				2,3
- Karbidproduksjon	0,4	0,9					0,4
- Jern og ferrolegeringer	3,7						3,7
- Aluminium	1,6			219	1		3,1
- Magnesium	0,2				18		0,6
- Metallstøperier					0		0,0
Landbruk	0,2	108,1	9,4				5,4
Avfallsdeponier	0,0	193,2					4,1
Bruk av løsemidler	0,1						0,1
Andre næringer	0,0	0,4	0,4		2	44	0,3
Mobile kilder	**15,3**	**3,4**	**1,5**				**15,8**
Vegtrafikk	8,8	2,7	1,0				9,2
Motorredskaper	0,8	0,1	0,3				0,9
Fly	1,2	0,0	0,0				1,3
Kysttrafikk	2,2	0,2	0,1				2,3
Fiskefartøy	1,6	0,1	0,0				1,6
Mobile plattformer	0,3	0,1	0,0				0,4
Andre mobile kilder	0,3	0,2	0,0				0,3
I ALT CO2-ekviv.	**41,4**	**7,4**	**5,1**	**1,4**	**0,5**	**0,1**	**55,9**

4.7 Framskrivninger

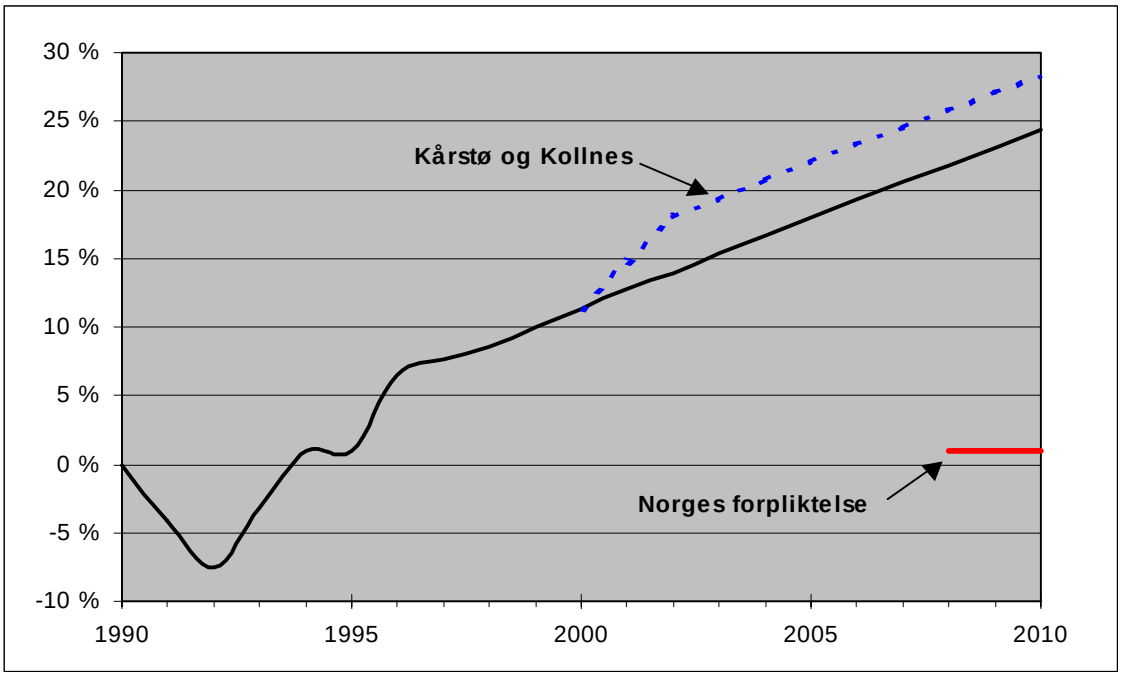
Det er utarbeidet utslippsframskrivninger for klimagasser fram til 2010 gitt at ingen nye virkemidler gjennomføres utover de som allerede er vedtatt – kalt referansebane. For energirelaterte utslipp er disse i hovedsak basert på beregninger med den makroøkonomiske modellen MODAG, supplert med sektorstudier for blant annet transport og petroleumsvirksomhet. Forutsetninger om vekst i BNP, realrentenivå, oljepris mm. er basert på "Referansealternativ uten klimaavtale" i Langtidsprogrammet 1998-2001. Framskrivningen for CO_2 er utelukkende basert på disse beregningene. Framskrivningene for de øvrige utslippene er basert på bransjespesifikk informasjon, bl.a. innhentet fra enkeltbedrifter og bransje-organisasjoner. Der bedriftene ikke har gitt konkrete anslag for forventet utslippsutvikling er forventet utslipp i år 2010 satt lik utslipp registrert for 1998. Utslipp av CH_4 og N_2O fra stasjonær og mobil forbrenning er basert på Referansealternativet i Langtidsprogrammet.

Framskrivningene antyder at de samlede utslippene av klimagasser (målt i CO_2 -ekvivalenter) vil øke med om lag 24 prosent fra 1990 til 2010 dersom ingen nye tiltak iverksettes, se tabell 4.3. Gasskraftverk er ikke inkludert i framskrivningen. Disse, Kollsnes og Kårstø, vil i følge konsesjonsgrunnlaget kunne gi 2,1 mill tonn CO_2-utslipp. Detaljert framskrivning anvendt i denne analysen er utarbeidet, dvs. fordelt på utslippskilder, av SFT med utgangspunkt i Finansdepartementets makroøkonomiske framskrivning.

Norges forpliktelse etter Kyotoprotokollen er at utslippet ikke skal overstige 1% av 1990-nivået innen perioden 2008 til 2012. Det vil si at samlet utslipp av seks gasser skal være 52,5 mill tonn CO_2-ekv. eller lavere. For å oppfylle forpliktelsen må de norske utslippene dermed reduseres med i overkant 12 millioner tonn CO_2-ekvivalenter i forhold til fremskrivningen for 2010 (se figur 4.2).

Tabell 4.3: *Framskrivninger for utslippet av klimagasser for årene 2005 og 2010, samt utslipp i 1990 og 1997. Framskrivningen er eksklusiv gasskraftverk. Kilde: Finansdepartementet og SFT.*

	1990	**1997**	**2005**	**2010**
	Millioner tonn CO_2-ekvivalenter			
CO_2	35,2	41,4	46,2	48,6
CH_4	6,6	7,4	7,0	7,0
N_2O	5,4	5,1	6,1	6,3
PFK	2,5	1,5	1,0	1,0
SF_6	2,2	0,6	0,5	0,5
HFK	0,0	0,1	0,6	1,3
Samlet utslipp	52,0	56,0	61,3	64,7
	Prosentvis endring i forhold til 1990			
CO_2	0	18 %	31 %	38 %
CH_4	0	12 %	6 %	6 %
N_2O	0	-6 %	13 %	17 %
PFK	0	-40 %	-60 %	-60 %
SF_6	0	-73 %	-77 %	-77 %
HFK	..	..	..	..
Samlet utslipp	0	8 %	18 %	24 %



Figur 4.2: *Forventet utvikling i utslipp av klimagasser fram til 2010 i prosent av 1990. Stiplet kurve angir en framskrivning inkludert to gasskraftverk.*

5 Andre forutsetninger

5.1 Utslipp ved elektrisitetsproduksjon

I beregningene er det forutsatt at produksjon av elektrisitet ikke gir utslipp av klimagasser. Det er nedfelt i NOU 1998:11 og andre stortingsdokumenter at man ønsker å produsere elektrisitet til innenlands forbruk fra fornybare energikilder. Det betyr blant annet at gasskraftverk ikke er inkludert i framskrivningene. Forutsetningen har innvirkning på tiltak ved overgang fra olje til elektrisitet innen industrisektoren.

5.2 Energipriser og CO_2-avgiften

I beregningene er kunnskap om dagens kostnader lagt til grunn. Det er ikke tatt hensyn til antatt endret markedssituasjon for tekniske løsninger og alle priser er gjennomsnittlige 1998 netto-priser, dvs. eksklusiv alle avgifter. Norsk Petroleumsinstitutt har oppgitt gjennomsnittlig priser for 1998.

- Bensin: 2,18 kr/liter
- Autodiesel: 2,35 kr/liter
- Marin gassolje: 2,20 kr/liter
- Fyringsolje: 2,20 kr/liter
- Fyringsparafin: 1,84 kr/liter

CO_2-avgiftene på de viktigste fossile brensler og anvendelser er oppsummert i tabell 5.1. Det er angitt hvilke anvendelser og sektorer som har reduserte avgifter eller helt fritak. I tillegg kommer svovelavgiften, grunn/mineraloljeavgiften og merverdiavgiften.

Tabell 5.1: CO_2-avgiften på fossile brensler per 1. januar 2000, anvendelser og sektorer med reduserte avgifter eller fritak for avgiften er angitt

Produkt og sektorer	**Avgift per produktenhet**	**Avgift NOK/tonn CO_2**
Bensin	0,94 NOK/l	406
Mineralolje	0,47 NOK/l	164
Sektorer med redusert avgift		
- Treforedling	0,235 NOK/l	83
- Fiskemelind.	0,235 NOK/l	83
- Ferger og godstransport i innenriks sjøfart	0,26 NOK/l	100
- Offshore	0,26 NOK/l	100
Sektorer med fritak for avgift		
- Skipsfart, utenriks	0	0
- Fiske, kyst og hav	0	0
- Utenriks luftfart	0	0
Kull og koks		
- Energiformål, kull og koks	0,47 NOK/l	171
Sektorer med fritak		
- Sement og bygningsmatriale, energiformål	0	0
- Kull og koks til prosessformål, jern, karbid, alluminium	0	0
Olje- og gass, offshore		
- Gass, offshore	0,70 NOK/Sm^3	300
- Olje/diesel, offshore	0,70 NOK/l	264

Kilde: Finansdepartementet

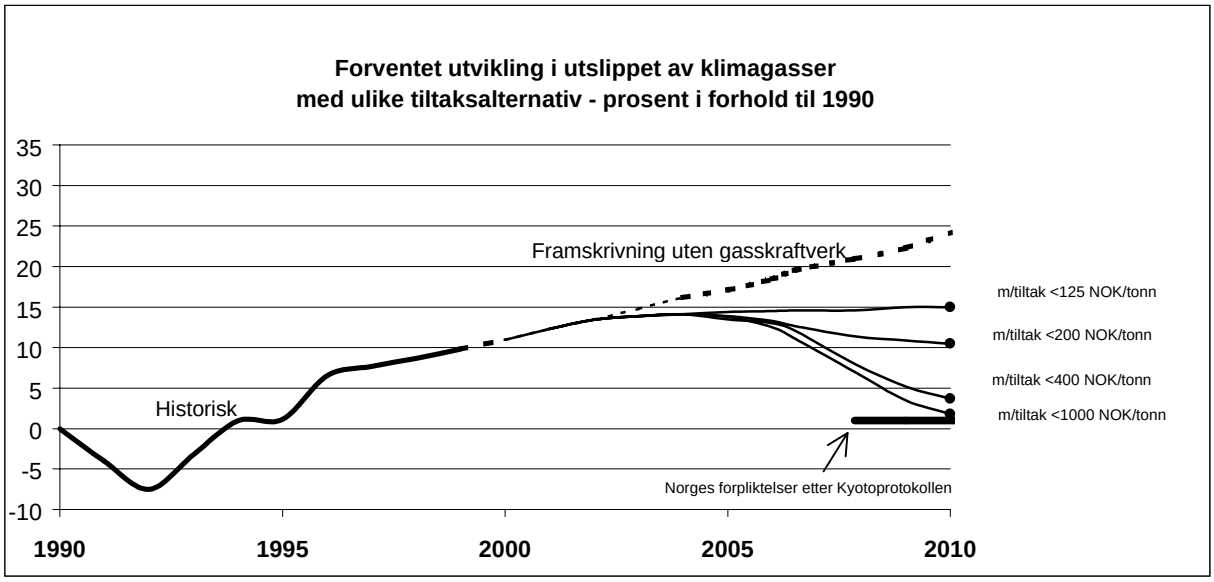
6 Hovedresultater

Tiltaksanalysen inkluderer mer enn 70 ulike tiltaksbeskrivelser. Innen hvert av disse aggregerte tiltakene vil det igjen finnes flere enkelttiltak. Kostnadene spenner fra under null til flere tusen NOK per tonn CO_2-ekvivalent redusert. Tiltaksinformasjonen er basert på en rekke tidligere utredninger med bidrag fra flere sektormyndigheter, ulike forskningsmiljøer, industribransjer og enkeltbedrifter.

Gjennom Kytoprotokollen er Norge forpliktet til ikke å øke utslippene av klimagassene med mer enn 1 % i forhold til nivået i 1990, dvs. 52,5 mill tonn CO_2-ekvivalenter. Siden 1990 og fram 1998 har klimagassutslippene økt 8%. Det er videre forventet at klimagassutslippene vil vokse kraftig de neste 10 årene, selv uten bygging av gasskraftverk. De nyeste framskrivningene fra Finansdepartementet/SFT gir en vekst på 24% fra 1990 til 2010, forutsatt at det ikke bygges gasskraftverk uten renseteknologi i Norge, se figur 6.1. Dette innebærer at Norge må redusere de årlige klimagassutslippene med ca. 12 millioner tonn i 2010 i forhold til en referansebane uten nye vedtatte tiltak. Dersom en inkluderer utslippene fra de to planlagte gasskraftverkene på Kårstø og Kollsnes uten rensning, vil de samlede utslippene i 2010 øke med ytterligere 2,1 millioner tonn. Dette vil gi en samlet vekst på 28% fra 1990 til 2010.

Kyotoavtalen åpner opp for at deler av forpliktelsene kan gjennomføres på tvers av landegrensene gjennom bruk av de såkalte fleksible mekanismene. Disse mekanismene skal i følge protokollen være et supplement til nasjonale tiltak. Foreløpig er det ikke kvantifisert hvor stor del av Kyotoforpliktelsen som må gjennomføre ved nasjonale virkemidler. Det er også knyttet stor usikkerhet til framtidig kvotepris når "Kyoto-mekanismene" trer i kraft. Anslagene varierer fra 50 til 400 kr per tonn CO_2 for første forpliktelsesperiode (2008-2012). I vår analyse fokuserer vi imidlertid på kostnadene ved å redusere klimagassutslipp innenlands og vi har således ikke vurdert kostnadene knyttet til å redusere utslippene i andre land.

Figur 6.1 illustrer beregnet framskrivning til 2010 og noen mulige utslippsutviklinger basert på tiltaksinformasjonen og hovedresultatene i analysen. Figurene 6.2 og 6.3 viser kostnadskurvene av analysen – både marginalkostnader og årlig kostnader.



Figur 6.1: *Utslipp av klimagasser fra 1990 til 2010. Framskrivning og ulike tiltaksalternativ basert på informasjon i denne analysen.*

En utslippsreduksjon på 4,5 mill. tonn CO_2 -ekvivalenter kan oppnås til en marginalkostnad på 125 NOK/tonn. Gjennomføres disse tiltakene vil det gi et utslippsnivå på om lag +15% av 1990-nivået. Den årlige kostnaden er estimert til rundt 200 millioner NOK. Da er det ikke tatt hensyn til at enkelte tiltak tidlig på kurven kan være samfunnsøkonomisk lønnsomme hvis alle eksterne virkninger inkluderes i kostnadsanalysen. Virkemiddelkostnader er ikke inkludert.

Den samlede kostnaden for samfunnet av å redusere utslippene med 6 millioner tonn i 2010 (tiltak billigere enn 200 kr/tonn CO_2-ekvialent), vil være ca. 450 millioner kroner per år. Inkluderer vi tiltak med kostnad opp mot den høyeste CO_2-avgiften på utslipp i dag, dvs. 406 NOK/tonn CO_2-ekvivalent, blir utslippsreduksjonen opp i mot 11 mill. tonn CO_2-ekvivalenter. Utslippsnivået vil være om lag +4% av 1990-nivå. Den årlige kostnaden øker til om lag 2 mrd. NOK.

Det er identifisert tiltak som kan oppfylle hele Kyotoforpliktelsen, +1% av 1990-nivå, innenlands. Da må tiltak med kostnad på opp til ca 1500 NOK/tonn CO_2 –ekvivalenter inkluderes og den årlige kostnaden øker til ca 3 mrd. NOK.

Tiltak med kostnad lavere enn 125 NOK/tonn CO_2-ekvialent utgjør ca 35% av de reduksjoner som må til for å tilfredstille Kyotoforpliktelsen. Disse fordeler seg med utslippsreduksjoner på:

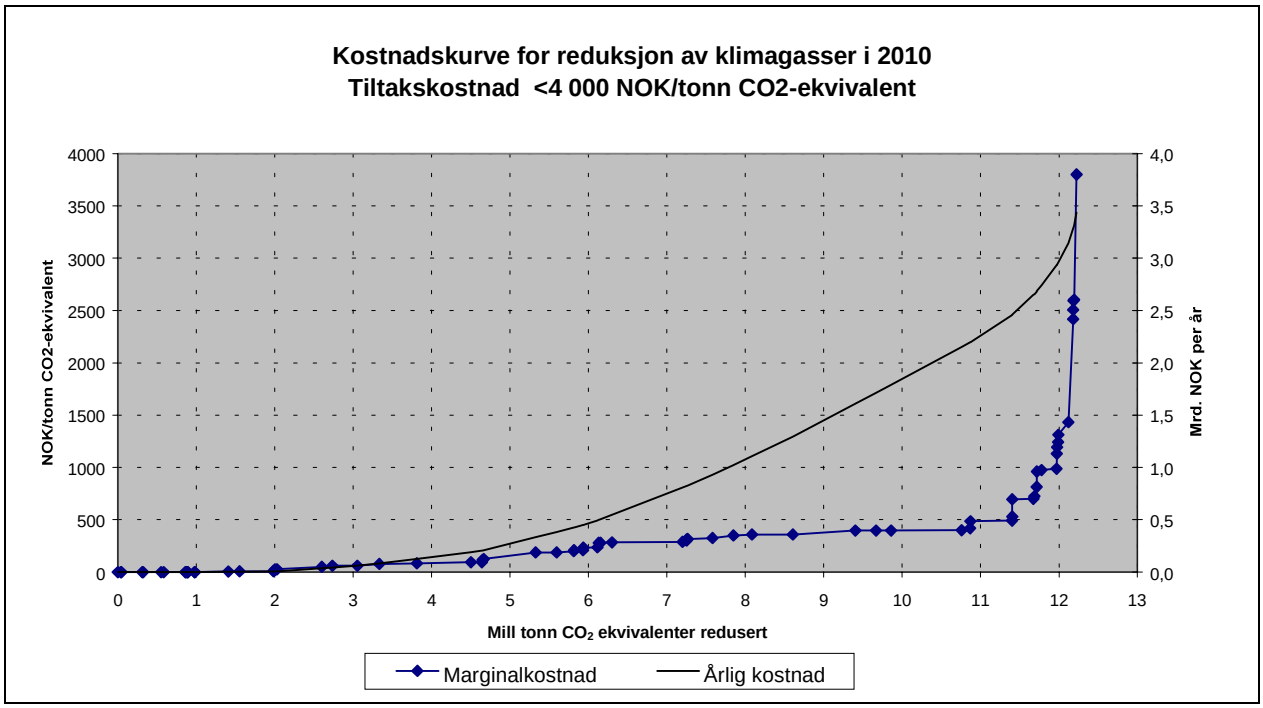
- Prosessutslipp fra prosessindustrien med om lag 1.6 mill. tonn CO_2-ekvivalenter
- Andre prosessutslipp enn prosessindustrien, dvs.CH_4 fra avfallsdeponier , HFK fra kulde/kjølemedier og VOC fra petroleumsindustrien, til sammen om lag 1,2 mill. tonn CO_2-ekvivalenter
- Stasjonær forbrenning eksklusive prosessindustrien og offshore - om lag 1,0 mill. tonn CO_2-ekvivalenter
- Veitrafikk - om lag 0,7 mill. tonn CO_2-ekvivalenter
- Andre mobile kilder enn veitrafikken - om lag 0,25 mill. tonn CO_2-ekvivalenter

Det er god spredning av tiltak både med hensyn på sektorer og hvilke klimagasser som reduseres innenfor denne marginalkostnaden.

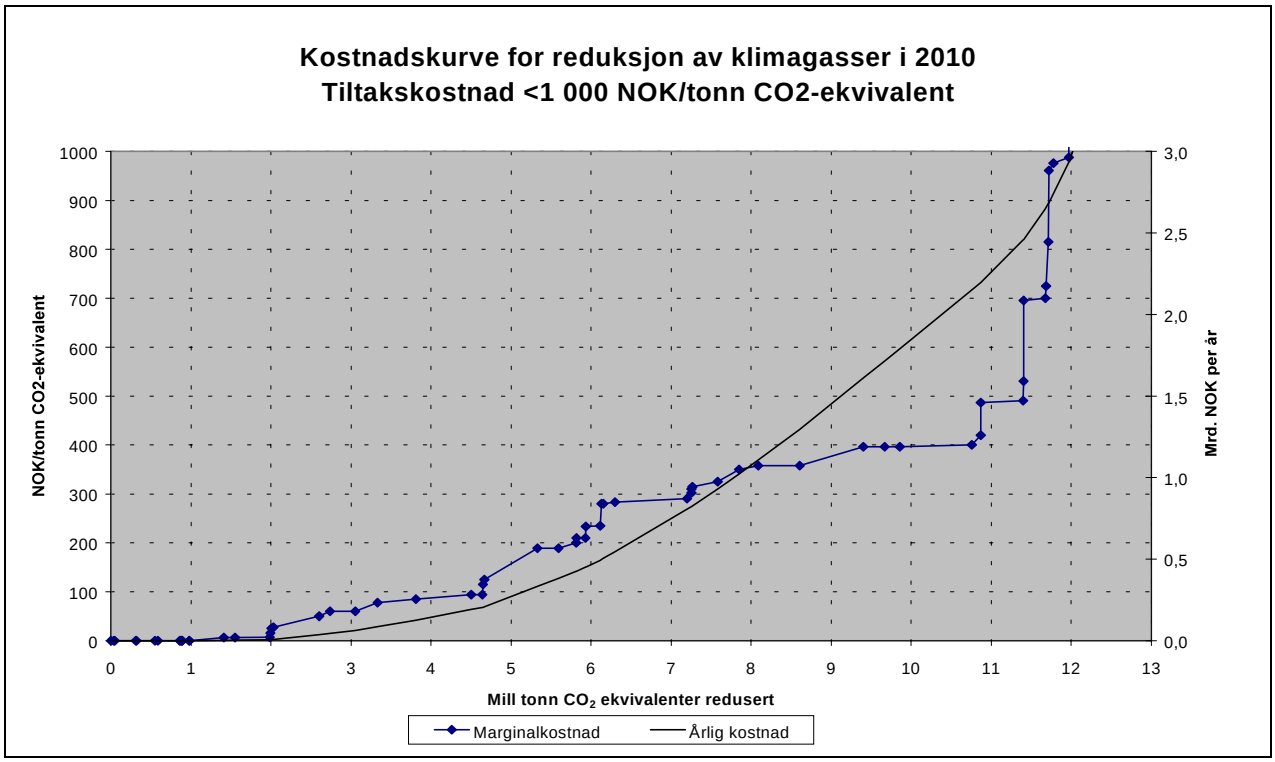
Samlet utgjør tiltak med kostnad lavere enn 400 NOK/tonn CO_2-ekvivalent ca 90% av de reduksjoner som må til for å tilfredstille Kyotoforpliktelsen. Tiltakene med kostnad mellom 125 og 400 NOK/tonn domineres av prosessindustritiltak, innfasing av alternative energikilder til substitusjon for oljefyring og tiltak inne offshore olje- og gassvirksomhet. I all hovedsak CO_2 og energirelaterte tiltak. Noen HFK- og VOC-tiltak har også marginalkostnad i dette intervallet.

De dyreste tiltakene (fra og med 400 NOK/tonn) omfatter i hovedsak petroleumssektoren, veitrafikk og motorredskaper, samt prosessutslipp av VOC. Spesielt prosessutslipp av VOC og tiltak overfor mobile kilder har høye kostnader.

I avsnittene 6.1 til 6.6 gjennomgås hovedresultatene og kostnadskurver for de seks hovedområdene olje- og gassvirksomhet, prosessindustrien, andre prosessutslipp, annen stasjonær forbrenning, veitrafikk og andre mobile kilder.



Figur 6.2: *Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010. Tiltak med kostnadseffektivitet lavere enn 4000 NOK/tonn CO_2-ekvivalent. Marginalkostnaden kan avlese på venstre y-akse og akkumulert årlig kostnad kan avleses på høyre akse.*



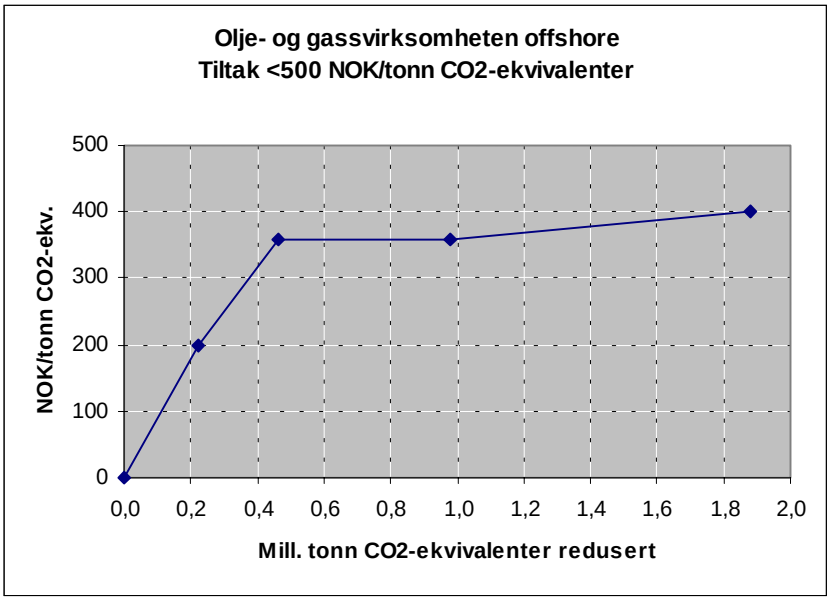
Figur 6.3: *Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010. Tiltak med kostnad lavere enn 1000 NOK/tonn CO_2-ekvivalent. Marginalkostnaden kan avlese på venstre y-akse og akkumulert årlig kostnad kan avleses på høyre akse.*

6.1 Kostnadskurver for olje- og gassvirksomheten i Nordsjøen

Tiltakspotensialet innen olje- og gassvirksomheten offshore er relativt stort med i overkant av 1,8 mill CO_2-ekvivalenter. I følge de kostnadsdata vi har innhentet fra RKU-Nordsjøen er det kun en tiltaksgruppe, "redusert fakling og optimalisering av prosess", hvor kostnaden er i størrelsesorden 200 kroner per redusert CO_2-ekvivalent. De andre tiltakene har en kostnad på 350 - 400 kroner per tonn CO_2. Gass og olje brukt offshore er per 1. jan 2000 pålag en CO_2-avgift på hhv. 300 og 264 NOK/tonn CO_2-ekvivalent.

Tilgjengeligheten av kostnadsdata er begrenset og det er trolig stor variasjon innenfor de enkelte tiltaksgruppene. Den angitte kostnaden for en tiltaksgruppe angir ikke en gjennomsnittskostnad for tiltak per redusert CO_2-ekvivalent. De tiltakene som er inkludert i reduksjonsberegningen for hver tiltaksgruppe har enten er lavere kostnad eller samme kostnad som det angitte for gruppen. Alle de tiltak som er inkludert i beregningen er tiltak som bransjen selv vurderer og ser som interessante tiltak. Flere tiltak enn de som er inkludert i denne analysen har vært vurdert av bransjen men blitt forkastet av økonomiske årsaker eller på grunn av for stor usikkerhet rundt den tekniske gjennomføringen.

Det presiseres at mange av tiltakene har betydelig usikkerhet både med hensyn til kostnader og utslippsreduserende effekter. Vurdering av reduksjonsmuligheter er imidlertid en kontinuerlig dynamisk prosess og det vil trolig dukke opp andre tiltak enn de som her er inkludert i årene framover hvis det blir fortsatt påtrykk for å redusere klimagasser eller andre utslipp.



Figur 6.4: *Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010 for olje- og gassvirksomheten*

6.2 Kostnadskurve for prosessutslipp og stasjonær forbrenning i prosessindustri.

For landbasert industri er data i analysen primært basert på innspill fra industribedrifter med rapporterte utslipp over ca. 20.000 tonn CO_2-ekvivalenter per år i 1990 eller i perioden 1996 – 1998. Til sammen utgjør dette i størrelsesorden 70 bedrifter. Disse dekker mer enn 95 % av de samlede utslipp av klimagasser rapportert til SFT fra industrielle kilder, eksl. offshoresektoren. I tillegg har følgende kilder inngått som grunnlag for denne delen av analysen:

- INKOSYS – SFTs database som bl.a. gir historiske utslippdata for industrikilder
- PILs (Prosessindustriens Landsforening) oversikt over utslipp fra medlemsbedriftene i perioden 1990 – 1998, jf brev fra PIL av 09.07.99, SFT-ref. 98/3580-33.
- Div. tidligere dokumenter og utredninger om utslipp av klimagasser utarbeidet av SFT.
- SFT har bearbeidet informasjonen slik at beregningene fra de ulike bedriftene er sammenlignbare.

Utslippene fra landbasert industri er redusert med ca 10 prosent fra 1990 til 1998. Det forventes imidlertid en økning i de samlede klimagassutslippene disse industrikildene i tiden frem mot år 2010 dersom ikke ytterligere tiltak iverksettes. I vedleggsdelen er tiltak nærmere beskrevet innenfor en inndeling i åtte bransjer/bransjegrupper:

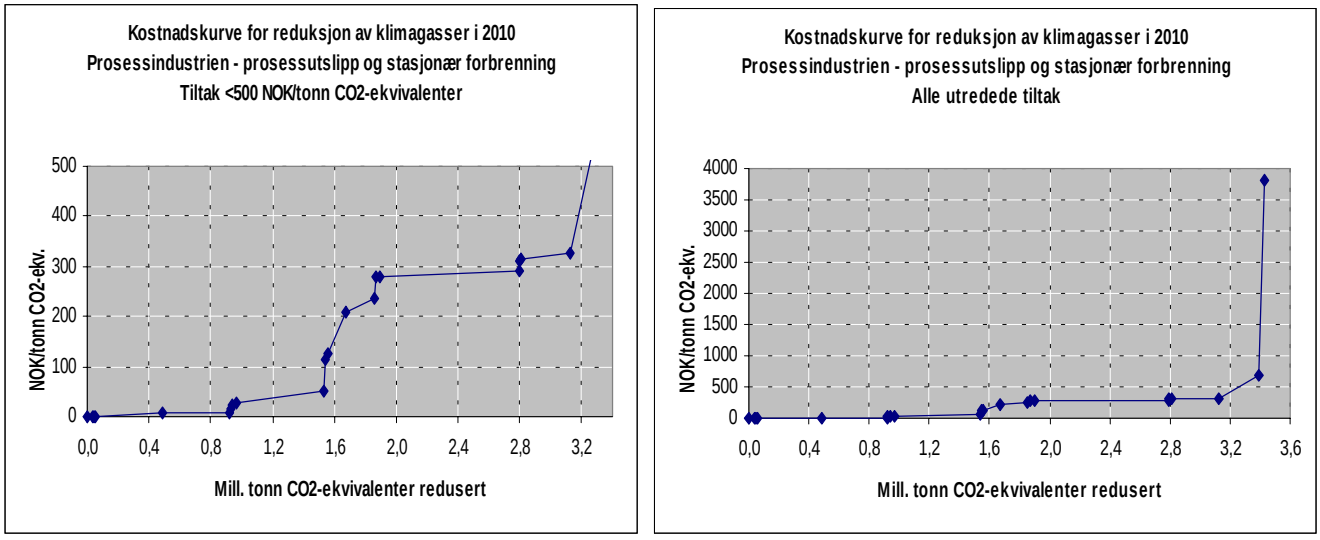
- Aluminium
- Ferrolegeringer, jern- og stål-industri
- Andre metaller
- Sement og annen mineralindustri
- Kjemiske råvarer m.m.
- Ilandføringsanlegg for olje og gass
- Raffinerier
- Treforedling
- Vegetabilske og animalske oljer

Tiltaksanalysen viser at de første ca. 1 mill. tonn CO_2-ekvivalenter reduksjon i utslipp kan oppnås gjennom tiltak med en kostnad på under 30 kr per tonn CO_2-ekv. Denne effekten domineres av to tiltak, hhv utslipp av SF_6 fra magnesiumproduksjon og utslipp av N_2O fra salpetersyrefabrikker. Tiltak for å redusere PFK-utslipp i aluminiumsindustrien er allerede gjennomført og planlagt gjennomført i bransjens handlingsplan for å oppfylle den frivillige avtalen som er inngått mellom bransjen og staten. Ytterligere tiltak eller omfang av tiltak utover det som er skissert i handlingsplanen synes nødvendig for å oppfylle avtalen. Vi har beregnet "ekstratiltak-PFK" med reduksjon av 0,5-0,6 mill tonn CO_2-ekv. til en marginalkostnad på om lag 50 NOK/tonn. De neste tiltakene med effekt av særlig betydning har en kostnad på mellom 200 – 300 kr/tonn CO_2-ekv. Det tiltaket som har størst effekt, overgang til trekull innen FeSi-/Si-met.-industrien, har en beregnet kostnadseffektivitet på 290 kr/tonn CO_2-ekv. (importert trekull).

Deler av disse utslippene er i dag pålagt full CO_2-avgift, dvs. rundt 170 NOK/tonn CO_2 (olje, koks og kull til energiformål), andre kilder har ca 50 prosent reduserte avgifter (oljeforbruk i treforedling og fiskemelindustrien) og noen av utslippskilder er helt fritatt for CO_2-avgiften (metallproduksjon og sementindustrien).

Tiltak i landbasert industri med kostnad lavere enn ca 125 NOK/tonn CO_2-ekvivalenter gir en samlet reduksjon på om lag 1,6 mill tonn CO_2-ekvivalenter, dvs. om lag 13 % av reduksjonene som må til for å oppfylle Kyotoavtalen. Reduksjonen av alle tiltak som er utredet og kostnadsberegnet for landbasert industri utgjør om lag 28% av Kyotoforpliktelsen.

Det presiseres at mange av tiltakene har betydelig usikkerhet både med hensyn til kostnader og utslippsreduserende effekter. Det er også et faktum at det i innspillene fra bedriftene er omtalt en rekke mulige tiltak som det ikke har vært mulig å beregne kostnadseffektivitet for i denne omgang og som derfor ikke er inkludert i kostnadskurven og analysen forøvrig.



Figur 6.5: *Kostnadskurve forfor 2010 for landbasert industri inkl. anlegg for ilandføring av olje og gass. Analysen omfatter prosessutslipp og utslipp fra annen stasjonær energibruk i industrien.*

Nedenfor er det gitt en noe mer detaljert gjennomgang av tiltakene som er utredet de åtte bransjegruppene. For øvrig henviser vi til vedleggsdelen for ytterligere detaljer.

Aluminium

Analysen omfatter de syv aluminiumverkene i Norge og et valseverk. *Hydros Valseverk i Holmestrand* har beskjedne utslipp sammenholdt med primær-metallverkene, og det er ikke utredet tiltak som vil kunne gi vesentlige utslippsreduksjoner herfra.

For de syv primærmetallverkene (*Hydro Aluminium* 4, *Elkem Aluminium* 2 og *Sør-Norge Aluminium* 1), ble det i 1997 inngått en frivillig avtale mellom bransjen og Miljøvern-departementet om 55 % reduksjon i utslipp av klimagasser i perioden frem til år 2005. Tiltakene som er utredet går ut på installering av nye punktmatere på Søderbergceller og optimalisering av eksisterende punktmatere og øvrige driftsrutiner. De tiltak som inngår i bransjens handlingsplan for å oppfylle avtalen inngår i vår framskrivning. Tiltakene i handlingsplanen er imidlertid etter våre beregninger ikke tilstrekkelig til å oppfylle avtalen – det ”mangler” 5-600 ktonn CO_2-ekv. Vi har forutsatt at de resterende reduksjonene kan gjennomføres men da til en viss kostnad. Basert på bransjens egen tiltaksbeskrivelse har vi beregnet at ”ekstra klima-tiltak” (CO_2/PFK) har en kostnaden på ca 50 kr per tonn CO_2-ekv. redusert. Det understrekes at ekstra klimatilaket er et svært usikkert estimat og at det trolig må revurderes når det i løpet av 2000 vil foreligge dokumentasjon og nye opplysninger om utslippene for 1990 og effekten av tiltakene som er skissert i handlingsplanen fra bransjen.

Ferrolegeringer, jern- og stål-industri
Bransjegruppen ferrolegeringer består av 16 bedrifter (11 ferrosilisium/silisiummetall, 3 ferromangan, 1 ferrokrom og 1 titandioksidslagg/spesialråjern). I tillegg omfatter tiltaksanalysen Fundia Bygg og Fundia Profiler innen området jern og stål.

Bransjen har gitt en samlet redegjørelse for mulige tiltak og det er i denne utredet to case-studier for overgang til bruk av biokarbon (her trekull) til erstatning for fossilt kull og koks. Basert på dette har SFT beregnet utslippsreduserende potensiale og kostnader for tilsvarende tiltak for hele FeSi-/Si-met bransjen (11 verk). Det er store usikkerheter knyttet til disse beregningene, særlig med hensyn til fremtidig tilgang og priser på trekull. Med de forutsetninger som er gjort i case studiene men med bruk av prisen for importert trekull, har vi kommet til at tiltaket vil kunne gi en utslippsreduksjon på ca. 900 ktonn CO_2 med en kostnads-effektivitet på ca. 290 NOK/tonn CO_2.

Andre metaller
Bransjegruppen omfatter to bedrifter; Falconbridge Nikkelverk og Hydro Porsgrunn Magnesiumfabrikken. *Falconbridge Nikkelverk* er en relativt beskjeden kilde, og det er ikke redegjort for tiltak som kan forventes å ha nevneverdig effekt på utslippene av CO_2. *Hydro Porsgrunn Magnesiumfabrikken* er en betydelig kilde, både i form av CO_2 fra prosess og direkte fyring, samt av SF_6 brukt som dekkgass ved utstøping av metallet. Det er ikke beskrevet tiltak for reduksjoner i utslippene av CO_2, men tiltak er beskrevet for utfasing av SF_6. Tiltaket vil har lav kostnad 6 kroner per tonn CO_2-ekv. redusert og gir en utslippsreduksjon på ca. 430 ktonn CO_2 per år i forhold til forventet utslipp uten tiltak.

Sement og annen mineralindustri
I analysen omfatter denne bransjegruppen i alt åtte bedrifter. *Norcems* to sementfabrikker er de klart dominerende kildene til klimagassutslipp innen gruppen. Utslippene av CO_2 herfra er fordelt med ca 60 % fra spalting av kalkstein i prosessen, mens resterende skyldes forbruk av energibærere som kull, spesialavfall og organisk avfall. Tiltak som erstatter kull med alternative brensler og ulike avfallstyper er i stor grad gjennomført og inngår derfor i fremskrivningen. Ytterligere tiltak kan værer energieffektivisering i prosessen.

Leca har utredet tiltaket som omfatter økt andel av biobrensel kombinert med energieffektiviserende tiltak, og *Verdalskalk* har utredet overgang fra fyring med spillolje til bruk av naturgass.

Samlet gir tiltakene som er utredet reduksjoner på ca 40 ktonn CO_2-ekvivalenter. Utslippsreduksjonene kan relativt enkelt bli større hvis Norcem øker andelen bioenergi i sin miks av energibærere. Det er igjen et kostnadsspørsmål.

Kjemiske råvarer m.m.
Analysen omfatter i alt 13 bedrifter innen denne bransjegruppen, fordelt på kunstgjødsel-produksjon (2), karbidproduksjon (4), petrokjemi (3) og annen kjemisk industri (4). Det er spesielt tiltak innen *kunstgjødselproduksjonen* (Hydro Agri Porsgrunn og Hydro Agri Glomfjord) som kan gjennomføres til lave kostnader. Utslippene domineres her av N_2O dannet ved produksjon av salpetersyre og CO_2 fra produksjon av ammoniakk. Tiltaket er rettet mot ombygginger av produksjonsprosessen til teknologi med lav dannelsen av N_2O, og har lav kostnad, 7 kroner per tonn CO_2-ekv. redusert, og gi en reduksjon på ca. 430 ktonn CO_2 – ekvivalenter per år.

Ilandføringsanlegg for olje og gass

Bransjegruppen består av 3 anlegg; Hydros anlegg på Sture og Statoils anlegg på Kollsnes og Kårstø. *Hydro Sture* startet høsten 1999 opp et nytt prosessanlegg og avventer erfaringsdata før mulige tiltak utredes. *Statoil* har redegjort for flere tiltak ved Kollsnes og Kårstø. I beregningene er det ikke tatt hensyn til innsparinger ved redusert fyrgass-forbruk. Reell kostnadseffektivitet for tiltakene kan derfor bli gunstigere enn her beregnet, men usikkerheten er stor. Tiltakene i gruppen omfatter reduksjoner på om lag 150 ktonn CO_2-ekv. til mellom 200 og 300 kroner per tonn CO_2-ekv. redusert.

Raffinerier
Bransjegruppen består av raffineriene Statoil Mongstad, Esso i Tønsberg og Shell på Sola. Sistnevnte vil bli nedlagt fra 1. april 2000. Tross nedleggelsen forventes utslippene fra bransjen å øke frem mot 2010 dersom ikke tiltak iverksettes. En viktig årsak til dette er forventede skjerpede produktkrav som krever mer energibruk i raffineriene.

Ved Statoil-Mongstad er det utredet energi-effektiviseringstiltak og prosessendrings tiltak rettet mot krakkeranlegget. Tiltakene påvirker hverandre i den forstand at gjennomføres et tiltak vil dette påvirke kostnadseffektiviteten ved de andre tiltakene. Esso har redegjort for planer om å utnytte overskuddsvarme fra raffineriet til fjernvarme. Det er imidlertid ikke angitt forventet utslippsreduserende effekt eller kostnader for tiltaket.

Tiltakene som har vært mulig å kvantifisere har et reduksjonspotensial på til sammen ca 760 ktonn til kostnader på mellom ca 200 og 700 kr per tonn CO_2-ekv. redusert.

Treforedling
Analysen omfatter i alt 12 bedrifter. Klart dominerende kilde innen bransjen er *Borregaards* produksjonsanlegg i Sarpsborg. Denne kilden vil ytterligere øke sin dominans ved eventuell nedleggelse av Svovelsyrefabrikken, som i dag står for vesentlige deler av varme-produksjonen ved Borregaards fabrikker. Borregaard har redegjort for i alt åtte tiltak som omfatter bl.a. etablering av forbrenningsanlegg for avfall, energigjenvinning fra FeSi-bedriften Globe Norge Hafslund Metall og bygging av større biobrenselkjele ved bedriften, tiltak rettet mot avlutsforbrenning og bygging av co-generation anlegg for produskjon av el-kraft og varme. Likevel har mangel på kostnadsdata gjort at tiltakene ikke inngår i beregningene og kostnadskurven for bransjen.

Biokjel er utredet både for *Hunsfos* og *Peterson Linerboard, Moss*. ENØK-tiltak og overgang fra olje til propan er utredet *Norske Skog Saugbrugs*. Ved *Peterson Ranheim* er det utredet tiltak som gjennomføres primært av produksjons- og effektivitetshensyn.

Samlet reduksjonspotensiale som har vært mulig å kvantifisere for denne bransjegruppen er 78 ktonn CO_2-ekvivalenter til kostnader på mellom 0 og 125 kr per tonn CO_2-ekv. redusert. Potensialet er trolig betydelig større.

Vegetabilske og animalske oljer
Bransjegruppen omfatter 6 bedrifter. Samlet utgjør bransjegruppen kun en liten del av de samlede utslipp av klimagasser fra landbasert industri. Utslippene fra bransjen er i sin helhet knyttet til utslipp fra fyring og typiske ENØK-tiltak og konvertering fra oljekjel til fyring med gass, bioenergi eller el-kjel være mulige tiltak. Kun et konkret tiltak er beregnet av bransjen selv og gir en utslippsreduksjon på 25 ktonn CO_2-ekv. til en kostnad på 25 kr per tonn redusert.

6.3 Kostnadskurve for andre prosessutslipp

Utslipp av CH_4 fra avfallsdeponier, HFK fra kjøle og kuldesektoren og VOC fra løsemidler og oljeprodukter regnes også som prosessutslipp. I dette avsnittet har vi sammenstilt en kostnadskurve som inkluderer tiltak rettet mot disse utslippene, dvs. tiltak utover industrielle prosessutslipp som ble vurdert i avsnitt 6.2. Tiltaksvurderingene er hentet fra:

- Tiltaksanalyse for HFK med oppdateringer i forbindelse med denne analysen (Haukås AS, 1999; SFT, 1997b),
- Tiltaksanalyse for VOC-utslipp (SFT, 1997c) med oppdateringer for denne analysen i 1999.
- Framskrivninger og alternative utviklingsbaner for utslipp fra avfallssektoren (SFT, 1999d)

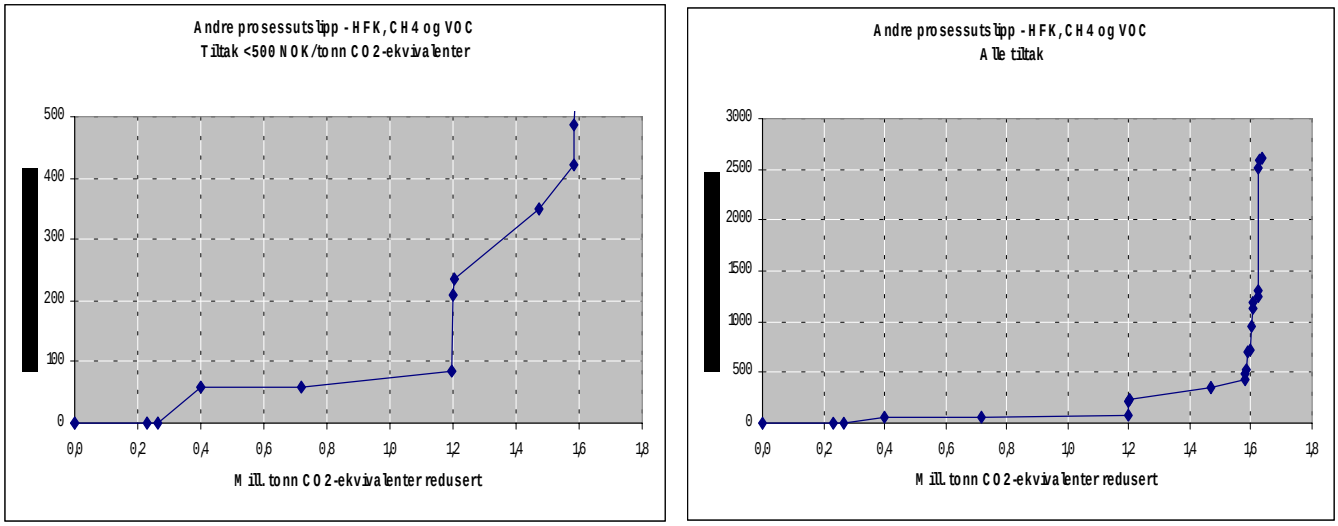
Det er i denne omgang ikke vurdert tiltak rettet mot CH_4- og N_2O-utslipp fra landbruk.

Samlet reduksjonspotensial er innen for disse utslippsområdene beregnet til i overkant av 1,6 mill tonn CO_2-ekvivalenter. Tiltakene med kostnad lavere enn 125 NOK/tonn CO_2-ekvialenter gir en reduksjon på om lag 1,2 mill tonn, og utgjør ca 10 % reduksjon av Kyotoforpliktelsen.

Det er tiltakene mot redusert utslipp av VOC fra lagring og lasting av råolje, CH_4 fra avfallbehandling og bedre husholdering med HFK i kulde- og kjøleanlegg som har de laveste kostnadene per redusert CO_2-ekvivalent og de største reduksjonspotensialene. VOC-tiltakene har vi gitt kostnad lik null da disse vil reguleres gjennom F-loven som et ledd i å oppfylle forpliktelsene i VOC-protokollen i regi av UNECE. Hvis kostnadene i sin helhet tillegges klimagassreduksjonen er den i overkant av 390 NOK/tonn CO_2-ekvivalent.

Ny informasjon om virkningen av tiltak overfor NMVOC-utslipp fra lasting og lagring av råolje indikerer imidlertid at utslippene kan reduseres med mer enn de 70% som vi har forutsatt i vår beregning.

Ingen av disse utslippene er i dag pålagt CO_2-avgift, sluttbehandling av avfall er avgiftsbelagt med høyeste satser for deponering. Det er deponering som gir CH_4-utslipp.

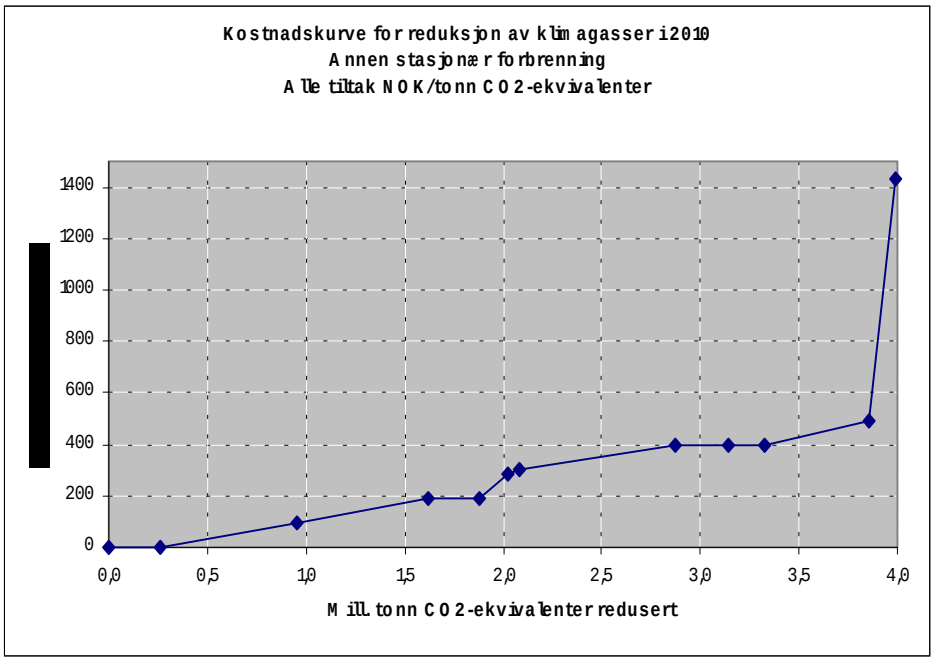


Figur 6.6: *Kostnadskurve for andre prosessutslipp – HFK, CH_4 og VOC i 2010.*

6.4 Kostnadskurve for annen stasjonær forbrenning utenom prosessindustrien

Samlet kan utslippene fra stasjonær forbrenning reduseres med ca 3,7 mill tonn CO_2-ekvivalenter. Tiltak som er inkludert i industrianalysen i avsnitt 6.2 er ikke regnet med i dette reduksjonsvolumet. Om lag 1,0 mill. tonn CO_2-ekvivalenter kan reduseres til en kostnad under 125 NOK/tonn. (Se figur 6.7) Det utgjør ca 8% av Kyotoforpliktelsen. Den beregnede merkostnaden ved disse tiltakene er usikker og følsom for forutsetningene om de relative prisforholdene mellom olje og alternative energikilder. I denne analysen har vi beregnet merkostnader i forhold til en forutsatt oljepris på gjennomsnittlig 22 øre/kWh nyttiggjort varme for husholdninger og tjenesteytende sektor, og 15 øre/kWh for småbedrifter. Dette er i nedre intervaller for de gjennomsnittlige prisene i 1998 i disse sektorene.

Tiltak rettet mot utslipp fra annen stasjonær forbrenning fokuserer på redusert bruk av fyringsoljer ved energieffektivisering (enøk) og substitusjon til andre energikilder som bioenergi, varmepumper og solvarme. Beregningene bygger på NOU 1998:11, KanEnergi, 1998, og ECON, 1998. Det er store tekniske potensial for energisparing og substitusjon av olje med alternative energikilder. Hvor mye av dette som utløses og gjennomføres er avhengig av den relative prisutviklingen i energimarkedet mellom olje, elektrisitet og aktuelle alternative energikilder, samt andre barrierer som risikoaversjon, investeringsterskler, krav til avkastning og fordelingen av eie- og driftskostnadene i store bygg.



Figur 6.7: *Kostnadskurve for tiltak innen annen stasjonær forbrenning i 2010, eksklusive prosessindustrien og olje- og gassvirksomheten.*

6.5 Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser fra Mobile kilder – veitrafikk

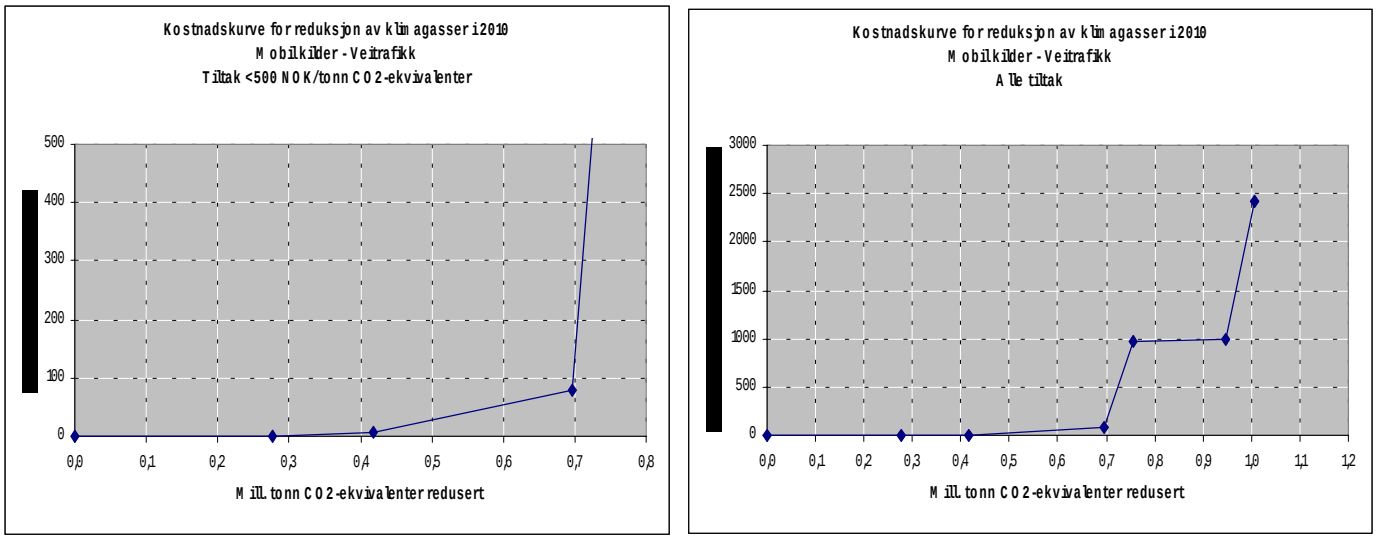
Samlet reduksjon fra veitrafikktiltak som er utredet i denne analysen er overkant av 1 mill. tonn CO_2-ekvivalenter. Dette er både tekniske tiltak på hvert enkelt kjøretøy og tiltak rettet mot trafikale justeringer og bruk av virkemidler for reduksjon i trafikkveksten. Til kostnader mindre enn 125 NOK/tonn indikerer analysen en mulig reduksjon på 0,7 mill. CO_2-ekvivalenter. Dette reduksjonspotensialet utgjøres av effektivisering av godstransport, dekk med lavere rullemotstand og endret parkeringspolitikk og kollektivsatsning. Analysene bygger på studier gjennomført av TØI, 1997 og 1998, Vestlandsforskning, 1997, Civitas, 1998 og Ecotrafic, 1998. Sammenstilt i SFT, 1999a.

Noen vil hevde at effektiviseringstiltakene allerede ligger inne som en del av den generelle effektiviseringen i framskrivningen. Vi mener imidlertid at på grunn av barrierer som ikke er forbundet med direkte kostnader, så vil ikke disse tiltakene gjennomføres "av seg selv.

Veitrafikktiltak som her er utredet kan bidra til oppfyllelse av Kyotoforpliktelsen:

- Om lag 8% hvis alle tiltak inkluderes
- Om lag 6% hvis tiltak med kostnad lavere enn 125 NOK/tonn CO_2-ekv. inkluderes

Det er trolig et betydelig potensial innenfor kjøretøyteknologi som ikke er inkludert i våre beregninger. Blant annet har Europakommisjonen og bilindustrien (ACEA) inngått en avtale om redusert CO_2-utslipp fra biler. Avtalen medfører at bilindustrien må benytte alle tilgjengelige virkemidler for å redusere CO_2 -utslippet. For eksempel kan en mulig følge av avtalen være at alle nye biler blir utstyrt med dekk som har lav rullemotstand. Det er også mulig at slike dekk kan overta hele markedet. I dette tilfellet vil et av tiltakene med lav kostnad bli gjennomført uten spesielle virkemidler.



Figur 6.8: *Kostnadskurve for reduksjon av klimagassutslipp i 2010 fra veitrafikk.*

6.6 Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser fra Mobile kilder – motorredskap, jernbane, fly og skip

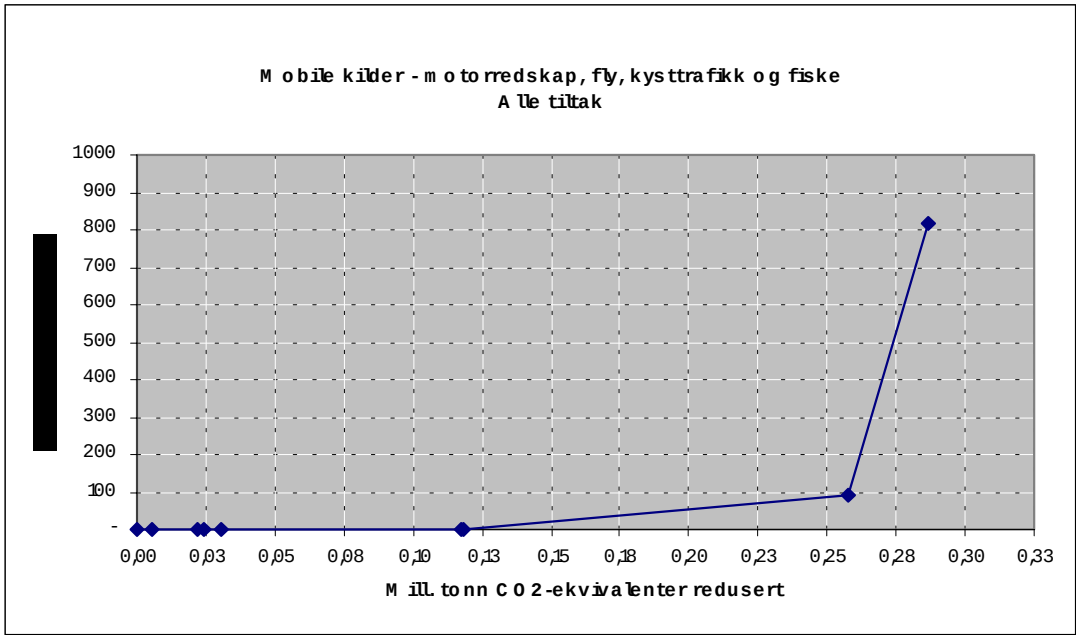
Tiltakene innen for disse utslippskildene kan gi en utslippsreduksjon på i underkant av 0,3 mill tonn CO_2-ekvivalenter. En reduksjon på 0,26 mill CO_2-ekvivalenter kan gjøres til en kostnad lavere enn 100 NOK/tonn CO_2.

De fleste av tiltakene innen Kysttrafikk og fiske er effektiviseringer og ombygginger av motorer som reduserer drivstoffkostnadene. De sparte drivstoffkostnadene overstiger kapitalkostnadene og tiltakene er "lønnsomme" ved samfunnsøkonomisk beregningsforutsetninger. Innføring av mer energieffektive fly i henhold til IPCCs spesialrapport om utslipp fra fly kan redusere utslippene til en kostnad lavere enn 100 NOK/tonn CO_2. Tiltak i forhold til motorredskaper har høy kostnad per redusert CO_2-ekvivalent – mer enn 2000 NOK/tonn.

Tiltaksvurderingene mhp. kysstrafikk og fiskefartøyer bygger på utredninger som Det Norske Veritas gjennomførte for Sjøfartsdirektoratet, Fiskeridirektoratet og Vegdirektoratet i forbindelse med tiltaksanalyse for reduksjon av NO_x –utslipp. DNV oppgir (pers.med.) at det en ny gjennomgang av tiltak men da med fokus på klimagasser vil kunne gi større reduksjonsmuligheter. Et eksempel på slike mer direkte klima tiltak som er kommet fram i de siste årene er diesel-elektrisk drift. Det estimert tiltakspotensialet i denne analysen er på denne bakgrunn trolig lavt anslått.

Tiltaksberegningen for fly bygger blant annet på IPCCs spesialrapport om utslipp og tiltak innenfor luftfarten (IPCC, 1999) og SAS-miljørapport 1999.

Det er ikke utredet tiltak overfor jernbane, men denne kilden utgjør en svært liten del av de norske klimagassutslippene slik at denne mangelen gir liten endring i sluttresultatet for den nasjonale analysen.



Figur 6.9: *Kostnadskurve for reduksjon av klimagassutslipp i 2010. Tiltak innen mobile kilder – motorredskap, fly, kysstrafikk og fiske.*

7 Annen nytte

Tiltak som iverksettes primært for å redusere utslippene av klimagasser vil ofte også ha virkning på andre miljøproblemer. Dette gjelder særlig tiltak som har til hensikt å redusere forbruket av fossile brensler fra stasjonære eller mobile kilder. Bruk av fyringsoljer, kull, gass, diesel eller bensin gir ikke bare utslipp av CO_2, mens også utslipp av f.eks. svoveldioksid (SO_2), nitrogenoksider (NO_x), flyktige organiske forbindelser (VOC) og partikler. Disse gassene bidrar til forsuring (SO_2 og NO_x), økt konsentrasjon av bakkenært ozon (NO_x og VOC) og til lokale luftforurensning så som helseskader (SO_2, NO_x og partikler) og materialskader (SO_2).

Dannelse av disse gassene er først og fremst teknologiavhengig. F.eks. gir fyrkjeler og gassturbiner stort sett lavere NO_x -utslipp enn forbrenning i diesel- og bensinmotorer. I tillegg er skadevirkningene av utslippene avhengig av hvor utslippet skjer. Nytten av å redusere de samme utslippene fra vegtrafikken og fra fyrkjeler vil derfor være større enn fra petroleumsvirksomheten, fordi en stor andel av utslippene fra disse kildene skjer i byer og tettsteder der eksponeringen for lokale luftforurensninger er størst. Dette gjelder først og fremst i et kort tidsperspektiv der helseeffekter av lokal luftforurensning vektlegges sterkest. Går vi ut over et 10-20 års perspektiv vektlegges økologiske effekter mer enn helseeffekter.

Man skal ikke se bort fra at de økologiske effektene er like viktig og nytten mhp. disse også er stor, men økologiske effekter er vanskeligere å verdsette for folk flest gjennom undersøkelser av betalingsvillighet. Årsaken til dette er blant annet at det er vanskelig å forholde seg til konsekvenser for andre mennesker en seg selv og egn familie og langsiktige konsekvenser for fremtidige generasjoner.

I tabell 7.1 er det gitt en skjematisk framstilling og gradering av virkningene av å redusere utslippene fra ulike kilder. Tabellen viser at det gir om lag like stor nytte å redusere utslippene fra bruk av fyringsoljer og fra vegtrafikk målt pr. tonn redusert utslipp. Men siden vegtrafikkens bidrag til lokale luftforurensninger samlet sett er størst, vil en lik prosentvis reduksjon gi større nytte når denne skjer i vegsektoren. Tabellen viser også at virkningene av å redusere andre klimagasser enn CO_2 har relativt liten effekt på andre luftforurensninger.

Det har ikke vært innenfor rammen av denne analysen å gjennomføre en vidtgående økonomisk kvantifisering av annen nytte av klimatiltakene.

Tabell 7.1. Virkninger av klimatiltak på andre utslipp til luft.

	Reduserte utslipp pr. tonn CO_2				Virkninger pr. tonn CO_2	
	NO_x	SO_2	VOC	PM_{10}	Forsuring og bakke-ozon	Lokale luftforurensninger
Tiltak mot CO_2 :						
- Romoppvarming	++	++	+	+++	+	++++
- Oljevirksomheten	++		+		+	+
- Fyring i industrien	++	+++	+	++	++	+++
- Prosessindustrien		+++		+	++	+
- Vegtrafikk	++++	+	++++	++	+++	+++++
- Luftfart	++	+	++	+	+	+
- Skip	++++	+	++	++	+++	++
Tiltak mot ikke-CO_2	Relativt liten effekt på andre utslipp					

8 Usikkerhet

Det er usikkerhet i alle ledd i en slik analyse – både systematiske og usystematiske.

Usystematisk usikkerhet kan være knyttet til rene feil i grunnlagsdata og opplysninger som anvendes i videre beregninger. Det kan til og med være at vi velger å ekskludere enkelte kilder fra tiltaksutredninger på grunn av mangel på god nok kunnskap. Andre typer usikkerhet er bevisst og systematisk under- eller overestimering av kostnader og/eller reduksjonspotensialer. Nedenfor vil vi ta opp de viktigste av disse:

- Utslippsregnskapet og framskrivninger
- Utslippsreduksjonenes størrelse
- Ikke utrede tiltak
- Kostnadsberegninger
- Aggregering av kilder
- Eksterne miljø – og helsevirkninger av reduserte utslipp
- Andre eksterne virkninger

8.1 Utslippsregnskapet og framskrivninger

Det er usikkerhet knyttet til de historiske utslippstallene for klimagasser. Utslippene blir beregnet og/eller målt. For de fleste gassene er det snakk om beregninger basert på aktivitetsdata og gjennomsnittlige utslippsfaktorer. Usikkerheten kan være knyttet til utslippsfaktorer, aktivitetsdata, modellforutsetninger eller unøyaktigheter i måleinstrumenter ved kontinuerlige målinger. Fordi usikkerheten kan være knytte til mange variable i beregningene er det også vanskelig å kvantifisere den. For enkelte gasser er usikkerheten i de historiske utslippene antydet å være ± >50%. Vi anslår en rangering og en størrelse på usikkerheten for de ulike komponentene, der CO_2-beregningene er minst usikre (SSB og SFT i Kvoteutvalgets rapport, 1999):

$$CO_2 \sim SF_6 < HFK < PFK \sim CH_4 < N_2O$$

CO_2	± < 5%
SF_6	± 5%
HFK (bruk)	± 10%
PFK	± 40%
CH_4	± 50%
N_2O	± > 50%

En samlet vurdering av tallmaterialet tilsier at usikkerheten i det historiske utslippsregnskapet for alle gasser og kilder i et enkeltår er ± 10-15%. Usikkerheten i et enkeltår er større enn den prosentvise endringen over tid (usikkerheten i en tidsutvikling). Årsaken til det er at man bruker samme metodikk for alle år i en tidsserie og uttrykker for eksempel Kyotoforpliktelsen som en prosent av utslippet i 1990.

Den forventet utslippsutvikling fram mot år 2010 (fremskrivningen), uten nye tiltak, er en viktig forutsetning for resultatene av tiltaksanalysen. Det er knyttet relativt stor usikkerhet til mange av de forutsetningene som ligger til grunn i framskrivningene. Særlig gjelder dette forutsetninger om vekst i BNP, realrentenivå, oljepris, relativ prisutvikling mellom brensler

og utviklingen i aktivitetsnivå innen de enkelte sektorer. Det er i framskrivningen ikke tatt hensyn til den Klimapolitikken som er skissert i St meld nr. 29 (1997-98) eller en omlegging til grønne skatter som er skissert i St meld nr 54 (1997-98).

Den generelle usikkerheten i framskrivningene kan gå begge veier. Erfaringer indikerer imidlertid at utslippsanslagene i framskrivningene tenderer mot å overestimere utslippsnivået i fremtidige år og dermed overvurdere behovet for tekniske tiltak.

8.2 Utslippsreduksjonenes størrelse og ikke utrede tiltak

Selv om usikkerheten i det totale utslippet fra en kilde er stor i et enkeltår (jmf. Avsnitt 8.1), behøver ikke anslaget for den utslippsreduserende effekten av et tiltak være like usikker. For eksempel er anslaget over redusert mengde metan fra en fylling, som følge av utbygging av et gjenvinningsanlegg for metangass, mer sikkert enn anslaget over totalutslippet av metan fra samme fylling. Årsaken til dette er at en kan måle direkte mengder metangass gjenvunnet, men totalutslippet er diffust og må beregnes ut fra usikre utslippsfaktorer. Tilsvarende forhold har man i forhold til VOC-utslipp fra lastning og lagring av råolje i Nordsjøen og for andre kilder med diffuse utslipp.

Utslippsreduksjonene av klimagasser for de enkelte tiltakene er i all hovedsak basert på tidligere utredninger i forbindelse med tiltak mot utslipp av NO_x, VOC, HFK, samt klimagassanalyse fra Prosessindustrien og Regional konsekvensutredning fra oljesektoren . Alle utredningene er basert på innspill fra sektordirektoratene og industrien selv. Beregningene er i de fleste tilfeller forsiktig anslått i forhold til det som utstyrs-produsenter og forskere angir som teoretiske reduksjonspotensialer ved overgang til ny teknologi. Størrelsen på denne usikkerheten varierer fra tiltak til tiltak, men er trolig systematisk forskjøvet mot en underestimering av utslippsreduksjoner.

Ingen av de opprinnelige utredningene og derfor ikke denne samlede analysen er uttømmende med hensyn til tiltak for reduksjon av klimagasser. Trolig vil det framkomme en rekke tiltak i det man iverksetter egnede virkemidler som for eksempel et kvotesystem eller mer gjennomgående avgifter i alle sektorer. Det underbygges blant annet av at det i bakgrunnsmaterialet er fremkommet en rekke tiltaksvurderinger som ikke er inkludert i kostnadskurven på grunn av manglede kostnadsdata eller kvantifiserte data om utslipps-reduksjoner.

En samlet vurdering tilsier på denne bakgrunn at det samlede potensialet for utslippsreduksjoner i denne analysen er underestimert i forhold til hva som er teknisk mulig og sannsynligvis realiserbart innen ulike marginalkostnader.

8.3 Kostnadsberegningene og aggregering av kilder

Kostnadene som er benyttet er anslag som baserer seg dels på erfaring og godt kjent teknologi. Disse kostnadene er beheftet med relativt liten usikkerhet. Dels er kostnadene basert på sektormyndigheters og ulike utrederes mer omtrentlige anslag. Anslagene tar utgangspunkt i dagens kjennskap til teknologi, opplysninger fra leverandører og opplysninger fra for eksempel bransjeorganisasjoner. Erfaringer tilsier en usikkerhet på i hvert fall ±10-30% i slike prosjekteringsanslag. Størrelsen på denne usikkerheten varierer fra tiltak til tiltak. Det har imidlertid vist seg gjennom tidligere lignende analysearbeider og erfaring i etterkant at mer miljø- og kostnadseffektive tekniske løsninger utvikles når virkemidler og

oppmerksomhet rettes mot en utslippskilde, og produsenter og leverandører opplever at det skapes et marked. Dette innebærer trolig at det for analysen som helhet er en forskyvning mot for høye kostnader.

I denne analysen har vi aggregert småkilder til kildegrupper. Tiltakskostnadene er beregnet som gjennomsnittskostnader innenfor disse kildegruppene. Vi vet at det vil være store variasjoner i kostnadene og kostnadseffektiviteten innenfor slike kildegrupper (aggregat), og at det derfor vil være tiltak som enten burde vært rangert lenger ned eller opp på kostnadskurven. Det er imidlertid rimelig å anta at det er en tilnærmet normal fordelingen omkring den beregnede gjennomsnittskostnad. Det kan være noen unntak for utslippskilder som er avgiftsbelagt. Her er det opplysninger som tyder å at den oppgitte kostnaden som vi bruker i analysen forholder seg til og er avstemt til avgiftsnivået, men at den reelle gjennomsnittskostnaden ligger noe lavere. Det har på grunn av for lite data ikke vært grunnlag for en revurdering av disse kostnadsberegningen.

Det er likevel lite trolig at usikkerhetene omkring enkelte av kostnadsestimatene og variasjonene innen en kildegruppe skulle påvirke det bilde som den samlede kostnadskurven beskriver. Usikkerhetene er større hvis vi går inn på enkelttiltak og sektorer.

I beregningen av de årlige kostnadene og i kostnadskurven for de enkelte tiltakene er ikke samfunnsøkonomiske besparelser fratrukket. Ett av tiltakene - Effektiviseringer i leietransporten ved hjelp av IT-flåtestyring - er svært lønnsomt i følge en aktør og utrederen (TØI). Det er beregnet innsparing på 4-5 mrd. kroner pr. år basert på erfaringstall fra en stor aktør i transportsektoren. Inkluderes disse tiltakene i beregningen av de akkumulerte kostnadene vil hele klimagass-reduksjon i denne analysen kunne inndekkes av besparelser på ett enkelt tiltak. Det er naturlig nok knyttet stor usikkerhet til anslagene over kostnadsbesparelser, men beregningene viser at de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene ved å redusere utslippene kan bli betydelig lavere enn angitt.

8.4 Eksterne miljø – og helsevirkninger av reduserte utslipp

Dersom tiltakenes kostnader skulle fordeles på samtlige utslippsvirkninger et tiltaket påvirker, ville flere av tiltakenes kostnadseffektivitet bedres. Spesielt gjelder dette tiltak innenfor veitrafikk, motorredskaper og noen industribedrifter som påvirker befolkningsbelastningen og helsevirkninger av andre utslippskomponenter som PM_{10}, NO_X, benzen, etc.

I forbindelse med utredningen og behandlingen av nye nasjonale mål for luftkvalitet ble det estimert at nye krav til drivstoff og kjøretøy, samt trafikkreduserende tiltak i byer og tettsteder sammen med redusert bruk av piggdekk og vedfyring ville redusere partikkel og NO_2-konsentrasjonene betydelig. Dette ville gi reduserte helseskadekostnader på minimum 2 mrd. årlig. Noen av de tiltakene er inkludert i fremskrivningen i denne analysen, mens andre er utredet som ekstra tiltak.

De tiltakene som reduserer flere komponenter og som bidrar til å redusere en eller flere av de ovennevnte miljøproblemene ville ha blitt rangert høyere i tiltaksanalysen hvis det var tatt hensyn til dette.

En samlet vurdering for analysen trekker i retning av at nettokostnadene (de akkumulerte årlige kostnaden fratrukket nytten av tiltakene) er overestimert og at dermed marginalkostnaden for en gitt utslippsreduksjon er overestimert.

8.5 Andre eksterne virkninger av tiltakene som ikke er inkludert i analysen.

Ved å inkludere eksterne effekter som endret tidskostnader vil tiltak som "Tidsdifferensiert bompengeordning i TP 10-områdene" være samfunnsøkonomisk lønnsomt (TØI, 1998). I denne analysen har dette tiltaket en kostnad på mellom 900 og 1000 NOK/tonn og utslippsreduksjonen på ca 0,2 mill tonn. En endret kostnad på dette og tilsvarende tiltak vil forskyve resultatet mot større reduksjoner til lavere kostnader.

Andre eksterne effekter som virkninger på sysselsetting, konkurranseevne, teknologiutvikling med mer er ikke vurdert eller inkludert for det enkelte tiltak i denne analysen. Slike usikkerhetsfaktorer går trolig i begge retninger. Makroøkonomiske beregninger indikerer at det nasjonalt sett og på lang sikt i hovedsak virker positivt på norsk økonomi (NOU 1996:9). Imidlertid kan det lokalt der hjørnesteinsbedrifter risikerer å måtte legge ned, få store negative konsekvenser.

8.6 Virkemidler

Tiltakene som er utredet i de opprinnelige tiltaksanalysene (f.eks. NO_x - SFT, 1999b) vurderes av sektormyndighetene å være realistiske å gjennomføre slik at utslippsreduksjonene i 2010 blir som beregnet. Det er imidlertid ikke utredet virkemidler i denne analysen, og det vil alltid være knyttet usikkerhet til hvor store kostnadene vil være forbundet med disse.

8.7 Samlet kvalitativ vurdering av usikkerheten i analysen

I en helhetsvurdering konkludere vi med at det er stor usikkerhet med hensyn på utslippsreduksjonene som er beregnet for det enkelte tiltak, men at usikkerheten er mindre for den samlede analysen. Det er sannsynlig at beregnet potensialet for utslippsreduksjoner i denne analysen er lavt.

Usikkerheten i kostnadsanslagene for de enkelte tiltak kan være betydelige både over og underestimert, men samlet gir kurven trolig et godt men noe høyt kostnadsbilde.

Den samlede kostnadskurven angir trolig et øvre estimat for marginalkostnaden ved gitte utslippsreduksjoner.

9 Følsomhetsvurderinger

Sentrale parametere som kan innvirke mye på resultat og konklusjonene er:

- Framskrivningene av økonomisk aktivitet, med mer og tilhørende utslippsberegninger
- Potensial for utslippsreduksjoner for "store tiltak" og kostnader knyttet til disse tiltakene
- Tidshorisonten for GWP-verdiene som anvendes

Vi har gjennomført noen enkle beregninger som indikerer hvordan 20% endring i utslippspotensialene og kostnadene innvirker på resultatet. Det er ikke beregnet virkningen av endrede framskrivninger eller annen tidshorisont for GWP-verdier.

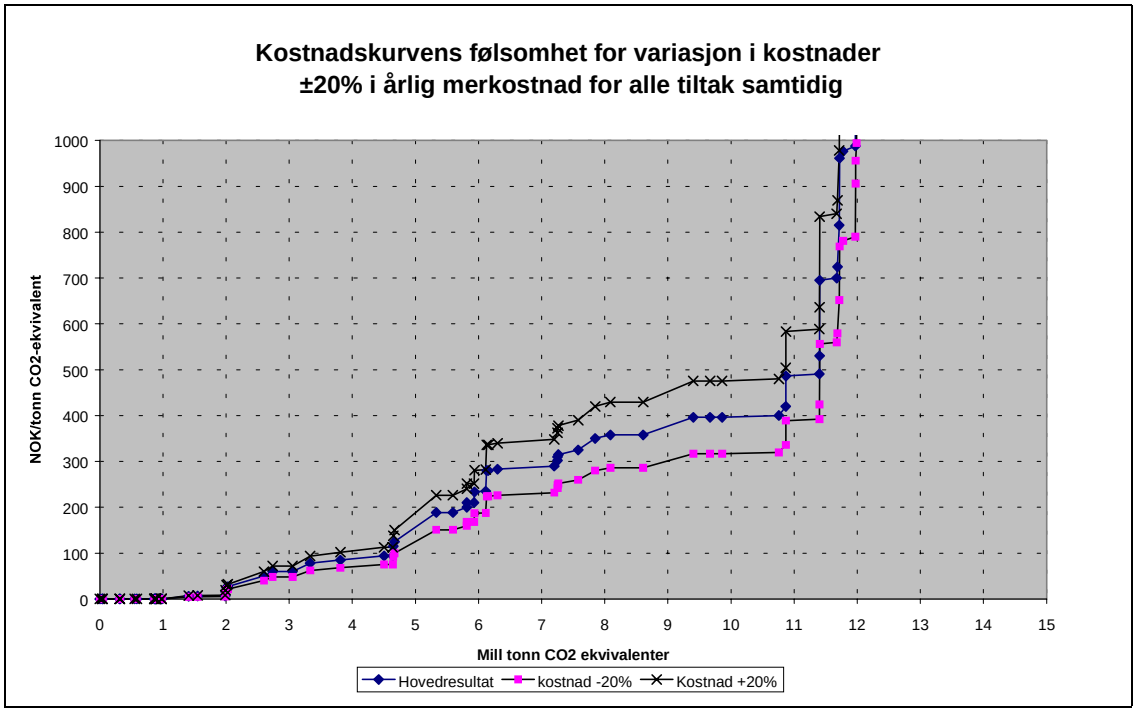
Endrede framskrivninger kan medføre at tiltak innen en sektor blir "overflødige" fordi utslippsutviklingen i sektoren er store reduksjoner på grunn av økonomiske nedgangstider innen denne sektoren med for eksempel nedleggelser av bedrifter eller lignende. Andre tiltak kan på den annen side bli mer aktuelle og strategisk viktigere fordi det innen den aktuelle sektor er en sterkere vekst enn de vi i denne analysen har forutsatt.

En annen tidshorisont med hensyn til GWP-verdier vil trolig medføre endrede prioriteringer mellom de ulike klimagassene. Kostnadene per redusert CO_2-ekvivalent vil endres og rangeringen etter stigende kostnad per utslippsreduksjon vil forrykkes. Med en kortere tidshorisont (for eksempel 20 år) vil det legges større vekt på gasser med kort levetid i atmosfæren (<100 år). Det betyr at CH_4 og HFK (134a) vektlegges om lag 2,5 mer i forhold til CO_2 og opp til 4 ganger mer i forhold de andre gassene som omfattes av Kyotoprotokollen og relatert til et 100 års perspektiv. Ved tidshorisont på 500 år vil gasser med lang levetid (<100 år) vektlegges mer, dvs. at blant annet PFK'er og SF_6 vektlegges om lag 1,5 ganger mer i forhold til CO_2 enn i et 100 års perspektiv .

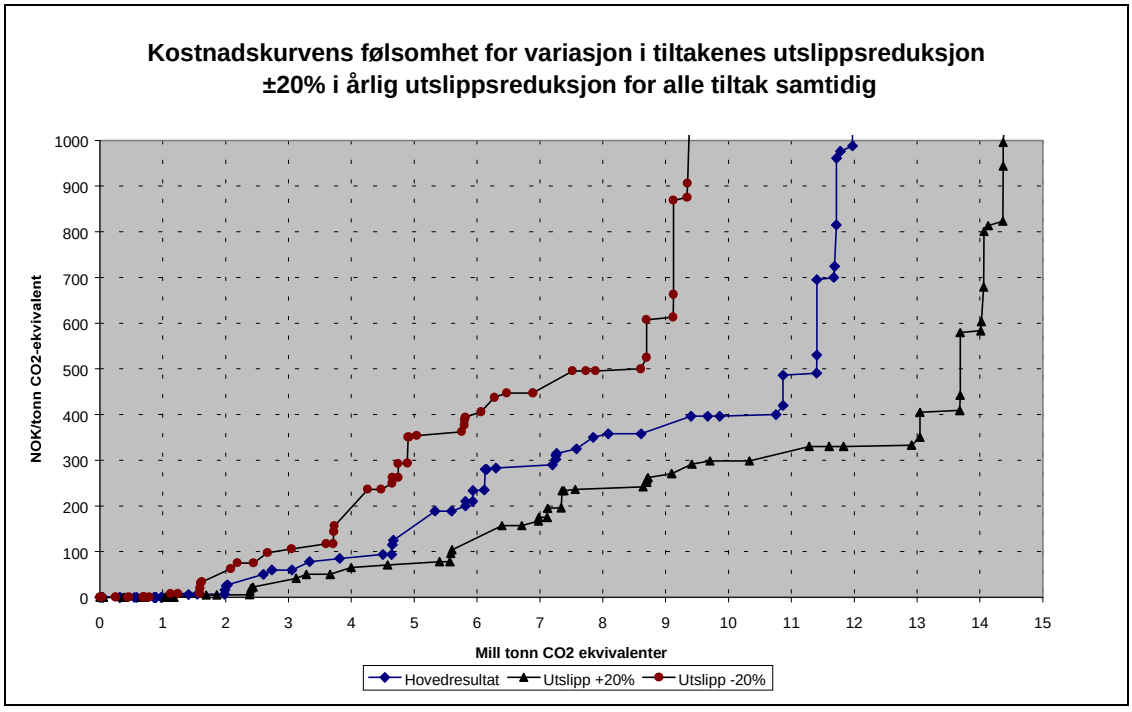
Usikkerhet i potensial for utslippsreduksjoner og kostnadstall kan endre konklusjonene.
I noen regneeksempel i figur 9.1 og 9.2 viser vi hvordan ±20% endringer i årlige kostnader eller utslippsreduksjoner kan påvirke resultatet. En slik beregning viser kun hvor følsom eller robust metodikken er for endringer i kostnader og utslippsreduksjoner ikke hvor stor usikkerheten i resultatene er. 20% er et tilfeldig valgt tall og ikke et uttrykk for vår vurdering av usikkerheten i de enkelte tiltaksberegningene.

Trolig er ±20% et rimelig estimat for usikkerheten i de årlige kostnadene. Med hensyn på utslippsreduksjonene tror vi at disse er mindre usikre, anslagsvis ±10-15%. Imidlertid tror at kostnadsestimatene er systematisk for høye og utslippsreduksjonene er systematisk beregnet for lave.

Figur 9.1 viser et bilde av en situasjon hvor den årlige kostnaden for alle tiltakene er ±20% i forhold til hovedberegningen. Ved en marginalkostnad på 400 NOK/tonn vil utslippsreduksjonen kunne variere mellom 7,5 og 11,5 mill tonn CO_2-ekvivalenter. Følsomheten blir størst i området rundt 300-400 NOK/tonn, og er avtagende mot lave og høye nivåer.



Figur 9.1: *Følsomhetsvurdering for endringer i årlig tiltakskostnad (±20%).*



Figur 9.2: *Følsomhetsvurdering for endringer i tiltakets utslippsreduksjon (±20%).*

Et tilsvarende regneeksempel (figur 9.2) men nå med ±20% endring i utslippsreduksjonene, medfører at man ved en marginalkostnad på 400 NOK/tonn vil utslippsreduksjonen kunne variere mellom 6 og nesten 14 mill tonn CO_2-ekvivalenter. Følsomheten er større enn for kostnadsendringene, og den øker ved økende utslippsreduksjoner.

Beregningene viser at resultatene samlet sett er mest følsom for variasjoner i potensialene for utslippsreduksjoner. De samlede resultatene er bare halvparten så følsomme for variasjoner i kostnadstallene. Lignende resultater har Duerinck (1999) kommet fram til ved Monte Carlo simuleringer på Nederlandske nasjonale kostnadsfunksjoner.

Det er få "store" enkelttiltak i analysen. Ingen tiltak er beregnet å ha en utslippsreduksjon over 0,9 mill tonn. De fleste vesenligste tiltakene reduserer utslippene med mellom 0,1 og 0,5 mill tonn per år. Totalt inneholder analysen over 70 tiltak på vårt aggregeringsnivå. Dette betyr at et bortfall av en utslippsreduksjon på ca 1- 4 mill tonn per år krever at minst to tiltak bortfaller i sin helhet eller at mange tiltak har betydelig lavere reduksjonspotensial enn beregnet. Begge tilfeller er lite trolig. Det er også lite trolig at en situasjon med samtidig bortfall av 20% utslippsreduksjoner vil inntreffe. Etter vår vurdering indikerer dette metodikken vi anvender gjør at analysen som helhet og konklusjonene som trekkes på et overordnet nivå er robuste mot den usikkerhet som kan ligge i beregning av kostnader og utslippsreduksjoner for de enkelte tiltak.

10 Tabell: Alle tiltak rangert etter stigende kostnad per redusert utslipp av klimagasser (CO_2-ekvivalenter) i 2010

Tiltak CO2-nr.	Utslippssektor	Beskrivelse	Kost.eff. kr/t CO2-ekv	Akk.red kt CO2-ekv.	Akk.red % i fht. 1990	Utslippsred. kt CO2-ekv.	Årlig kost. mill NOK	Akk. årlig kost. mill NOK
		Framskrivning	0	0,0	**24,4 %**	0,0	0,0	0,0
A II-11	Treforedling	Hunsfos Fabrikker, Bygging av biokjel	0	35,0	24,3 %	35,0	0,0	0,0
A II-13	Treforedling	Peterson Linerboard, Ranheim, ENØK-tiltak i prosess og -utstyr	0	46,0	24,3 %	11,0	0,0	0,0
A II-17	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Varmep.-tjenesteyt.-kjøling	0	311,0	23,8 %	265,0	0,0	0,0
B II-01	Kjemiske produksjon	Borealis, Redusert fakling	0	321,0	23,8 %	10,0	0,0	0,0
B III-01	Olje- og gassvirksomheten, offshore	Bøyelasteskip. Gjenvinning av damp på 20 bøyelasteskip innen 2000	0	550,9	23,3 %	229,9	0,0	0,0
B III-02	Olje- og gassvirksomheten, offshore	Nullutslipp lagerskip	0	585,5	23,2 %	34,6	0,0	0,0
C I-04	Veitrafikk	Effektivisering av godstrans. (kosteff -18 071kr/tonn)	0	861,5	22,7 %	276,0	0,0	0,0
C V-01	Skip og båter	Motortekniske endringer, fiske	0	867,2	22,7 %	5,8	0,0	0,0
C V-02	Skip og båter	Motortekniske endringer, kystfart	0	883,7	22,7 %	16,5	0,0	0,0
C V-03	Skip og båter	Motortekniske endringer, flyttbare innretninger	0	885,7	22,7 %	2,0	0,0	0,0
C V-04	Skip og båter	Effektiviseringer, fiske	0	892,3	22,7 %	6,6	0,0	0,0
C V-05	Skip og båter	Effektiviseringer, kystfart	0	979,3	22,5 %	87,0	0,0	0,0
C V-06	Skip og båter	Skip i innenriksfart. Motortekniske tiltak	0	979,9	22,5 %	0,5	0,0	0,0
B I-03	Metallproduksjon	Hydro Magnesium, Porsgrunn, Erstatte SF6 med SO2 som dekkgass	6	1409,9	21,7 %	430,0	2,6	2,6
C I-05	Veitrafikk	Parkeringsrestriksjoner i TP10-områdene	6,3	1550,9	21,4 %	141,0	0,9	3,5
B II-03	Kjemiske produksjon	Hydro Agri, Salpetersyrefabrikkene, Ombygging av fabrikklinjer for redusert N2O	7	1984,9	20,6 %	434,0	3,0	6,5
A II-14	Treforedling	Peterson Linerboard, Ranheim, Overgang fra olje til naturgass	16	1990,9	20,5 %	6,0	0,1	6,6
A II-02	Sement, annen mineralsk	Verdalskalk, Overgang fra olje/spillolje til naturgass	25	2005,9	20,5 %	15,0	0,4	7,0
A II-15	Vegetabilske og animalske oljer	Hydro Oleochemicals, Sandefjord, Overgang fra olje til el-kjel	27	2030,9	20,5 %	25,0	0,7	7,7
B I-01b	Metallproduksjon	Aluminiumsindustrien – ekstratiltak for å tilfredstille avtalen om -55% reduksjon per produsert enhet i forhold til 1990.	50	2600,9	19,4 %	570,0	28,5	36,2
B IV -1	Småindustri	HFK-tiltak utenfor kuldesektoren	60	2736,9	19,1 %	136,0	8,2	44,3
B IV -2a	Småindustri	HFK-bedre husholdering (oppsamling mellom- og store anlegg, HFK134a)	60	3053,9	18,5 %	317,0	19,0	63,3
C I-01	Veitrafikk	Dekk med lavere rullemotstand for lette kjøretøy	78	3332,9	18,0 %	279,0	21,8	85,1
B IV -4, 5 og 6	Avfallsdeponier	CH4-sum alle tiltak	85	3812,9	17,0 %	480,0	40,8	125,9
A II-16	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Enøk og effektivisering	94	4501,9	15,7 %	689,0	64,8	190,7

Tabellen fortsetter på neste side

Fortsettelse av tabell: Alle tiltak rangert etter stigende kostnad per redusert utslipp av klimagasser (CO_2-ekvivalenter) i 2010

Tiltak CO2-nr.	Utslippssektor	Beskrivelse	Kost.eff. kr/t CO2-ekv	Akk.red kt CO2-ekv.	Akk.red % i fht. 1990	Utslippsred. kt CO2-ekv.	Årlig kost. mill NOK	Akk. årlig kost. mill NOK
C III-01	Fly	Innføring av fly med lavere drivstofforbruk	94	4640,9	15,5 %	139,0	13,1	203,7
A II-12	Treforedling	Norske Skog, Saugbrugs, ENØK-tiltak i prosess og -utstyr	115	4649,9	15,4 %	9,0	1,0	204,8
A II-10	Treforedling	Peterson Linerboard, Moss, Bygging av biokjel	125	4666,9	15,4 %	17,0	2,1	206,9
A II-18	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Varmep.-industri-v-v	189	5328,9	14,1 %	662,0	124,9	331,8
A II-19	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Bio-industri-flis	189	5593,9	13,6 %	265,0	50,0	381,8
A I -03	Olje- og gassvirksomheten, offshore	Redusert fakling og optimalisering av prosess	200	5813,9	13,2 %	220,0	44,0	425,8
B II-09	Raffinerier	Ombygging av vannrenseanlegg	210	5816,0	13,2 %	2,1	0,5	426,2
A II-05	Ilandføringsanlegg for olje og gass	Statoil, Kårstø, Installering av varmepumpe	210	5930,0	13,0 %	114,0	23,9	450,2
B II-10	Raffinerier	Renseanlegg ved råoljelagre på raffinerier	234	5934,3	13,0 %	4,3	1,0	451,2
A II-07	Raffinerier	Statoil, Mongstad, Energieffektivisering ved raffineriet	235	6114,3	12,6 %	180,0	42,3	493,5
A II-01	Sement, annen mineralsk	Leca Norge, Økt andel biobrensel i klinkerprod.	280	6129,3	12,6 %	15,0	4,2	497,7
A II-06	Ilandføringsanlegg for olje og gass	Statoil, Kårstø, Varmeveksle rikgass med salgsgass	280	6154,3	12,5 %	25,0	7,0	504,7
A II-20	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Spillv.-industri	283	6299,3	12,3 %	145,0	41,0	545,7
B I-02	Metallproduksjon	FeSi-/Si-met industrien, Økt bruk av biokarbon (importert trekull)	290	7199,3	10,5 %	900,0	261,0	806,7
A II-21	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Spillv.-tjenesteyt.	302	7252,3	10,4 %	53,0	16,0	822,7
B II-05	Kjemiske produksjon	Gjenvinning av fakkelgass ved Statiol Kollsnes	310	7252,8	10,4 %	0,5	0,1	822,9
A II-03	Sement, annen mineralsk	Norcem, Energieffektivisering i sementovn	315	7265,8	10,4 %	13,0	4,1	827,0
A II-08	Raffinerier	Statoil, Mongstad, Sjøvannsvasking av CO2	325	7580,8	9,8 %	315,0	102,4	929,3
B IV -2b	Kulde og kjølesektoren	HFK-bedre husholdering (oppsamling små anlegg, red. svinn, bilkj.anl.)	350	7847,8	9,3 %	267,0	93,5	1022,8
A I -01	Olje- og gassvirksomheten, offshore	WHRU,Reewheeling, styringssystem	358	8087,8	8,8 %	240,0	85,9	1108,7
A I -02	Olje- og gassvirksomheten, offshore	Kombikraftverk og effektiv kraftditribusjon	358	8607,8	7,8 %	520,0	186,2	1294,9
A II-22	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Bio-tjenesteyt.-foredl.	396	9402,8	6,3 %	795,0	315,0	1609,9
A II-23	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Varmep.-tjenesteyt.v-v	396	9667,8	5,8 %	265,0	105,0	1714,9
A II-24	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Sole.-tj.yt.og bolig - tap.v.og va.	396	9857,8	5,4 %	190,0	75,3	1790,2
A I -04	Olje- og gassvirksomheten,	CO2-rensning av produsert gass og eksosgass med injisering og	400	10757,8	3,7 %	900,0	360,0	2150,2

	offshore	deponering						

Tabellen fortsetter på neste side

Fortsettelse av tabell: Alle tiltak rangert etter stigende kostnad per redusert utslipp av klimagasser (CO_2-ekvivalenter) i 2010

Tiltak CO2-nr.	Utslippssektor	Beskrivelse	Kost.eff. kr/t CO2-ekv	Akk.red kt CO2-ekv.	Akk.red % i fht. 1990	Utslippsred. kt CO2-ekv.	Årlig kost. mill NOK	Akk. årlig kost. mill NOK
B IV -3	Kulde og kjølesektoren	HFK-alternative kuldemedier	420	10868,8	3,5 %	111,0	46,6	2196,8
B II-11	Raffinerier	Tiltak mot fordampningsutslipp fra lagertanker	486	10869,5	3,5 %	0,7	0,4	2197,1
A II-25	Tjenesteytende, husholdning, rest ind.	Bio-bolig-foredlet	491	11399,5	2,5 %	530,0	260,0	2457,1
B II-12	Raffinerier	Tiltak mot diffuse utslipp fra raffineriprosesser	530	11404,1	2,5 %	4,6	2,5	2459,6
B II-13	Raffinerier	Tiltak mot diffuse utslipp fra råoljelagre på raffinerier	695	11404,8	2,5 %	0,6	0,5	2460,0
A II-09	Raffinerier	Statoil, Mongstad, Redusert produksjon av koks i krakker	700	11674,8	1,9 %	270,0	189,0	2649,0
B II-07	Løsemidler	Reduksjon av løsemiddelutslipp fra industrienprosesser	724	11685,6	1,9 %	10,9	7,9	2656,9
C II-01	Motorredskaper	Elektrisk drift av gressklippere, jordfresere, etc.	815	11714,6	1,9 %	29,0	23,6	2680,5
B II-08	Løsemidler	Reduksjon av løsemiddelutslipp fra produkter brukt i industrien	961	11719,5	1,8 %	4,8	4,7	2685,2
C I-03	Veitrafikk	Bruk av elektriske biler	976	11777,5	1,7 %	58,0	56,6	2741,8
C I-06	Veitrafikk	Tidsdifferensiert bompengeordning i TP-10 områdene	988	11970,5	1,4 %	193,0	190,7	2932,5
B II-15	Ilandføringsanlegg for olje og gass	Gassterminaler. Lasting av kondensat fra Åsgard, Gjenvinning av damp	1132	11973,9	1,4 %	3,4	3,8	2936,3
B II-18	Bensinditribusjon	Bensindistribusjon (Trinn 1). Tiltak mot fordampning av bensin fra bensindistribusjon	1195	11974,3	1,4 %	0,5	0,6	2936,9
B II-17	Ilandføringsanlegg for olje og gass	Råoljeterminaler. Gjenvinning av damp fra lasting av råolje på Mongstad	1243	11990,0	1,3 %	15,7	19,5	2956,3
B II-19	Bensinditribusjon	Bensinstasjoner. Tiltak mot fordampning av bensin ved fylling på bensinstasjoner > 2500 m3, Trinn 2	1312	11991,4	1,3 %	1,4	1,9	2958,2
A II-26	Bolig	Solevarme romoppvarming i bolig	1434	12121,4	1,1 %	130,0	186,4	3144,6
C I-02	Veitrafikk	Bruk av hybridbiler	2419	12181,4	1,0 %	60,0	145,1	3289,8
B II-06	Petrokjemisk	Katalytisk rensing av utslipp	2507	12181,8	1,0 %	0,4	1,0	3290,8
B II-16	Ilandføringsanlegg for olje og gass	Gassterminaler. Lasting av kondensat på Kårstø, Gjenvinning av damp	2595	12183,3	1,0 %	1,5	3,8	3294,6
B II-14	Raffinerier	Gjenvinning av damp fra lasting av raffineriprodukter til båter	2604	12193,7	0,9 %	10,4	27,1	3321,7
B II-04	Kjemiske produksjon	Karbid-produksjon, Overgang til kalsinert petrolkoks	3800	12223,7	0,9 %	30,0	114,0	3435,7
A I -05	Olje- og gassvirksomheten, offshore	Kraft fra land - elektrifisering	høy	12223,7	0,9 %	0,0	#VERDI!	#VERDI!

Tabell slutt

11 Referanser

Amoco, BP, Conoco, Esso, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell og Statoil, 1999. "Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen" (RKU-Nordsjøen). Inklusive alle delrapporter.

Duerinck, Jan, 1999. Statistical properties of national cost reduction functions. Foredrag 28-29. oktober, 1999. Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek, Nederland.

ECON, 1998. Klimatiltak i Norge: Kostnader og potensialer. Utarbeidet for Næringslivets Hovedorganisasjon (NHO). Econ-rapport nr. 24/98. August 1998.

Haukås, Hans T., 1999. Omregning av potensielle utslipp av HFK (tier 1) til ”faktiske” utslipp (tier 2). Notat til denne utredningen, september 1999.

IFE, 1998. Analyse av økte energiavgifter . Konsekvenser for fornybar energi og energiøkonomisering. Rapport nr. IFE/KR/F-98/039, mars 1998.

IPCC, 1999. Spesialrapport for utslipp fra fly.

KanEnergi, 1998. Kostnader ved erstatning av elektrisitet og olje til varmeformål. Notat, 13. mai 1998.

Kvoteutvalget, 1999. Et kvotesystem for klimagasser – Virkemidler for å møte Norges utslippsforpliktelse under Kyotoprotokollen. Kvoteutvalgets innstilling til Miljøverndepartementet avgitt 17. desember 1999

Langtidsprogrammet 1998-2001.

Miljøsok, 1999. Teknologirapport . Juni 1999.

Miljøverndepartementet, 1999. Norwegian Climate Change Policy. April 1999.

NOU 1997:27. Nytte-kostnadsanalyser. Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor..

NOU 1998:16. Nytte-kostnadsanalyser. Veiledning i bruk av lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor.

NOU, 1998:11. Energi- og kraftbalansen mot 2020.

NPI, 1999. Notat med opplysninger om energipriser.

OED, 1997. Rapport fra det Interdepartementale arbeidsutvalget for Bioenergi. 21.01.97

OED, 1999. Miljø 1999. Petroleumssektoren i Norge.

SAS, 1999. Miljørapport 1998.

SFT og FIN, 1999. Utslippsframskrivninger for 2010. Upublisert notat.

SFT, 1997a. Klimaendringer – årsaker, effekter og løsninger. November 1997.

SFT, 1997b. Reduksjon i forbruk av HFK. Tiltak og kostnader. SFT-rapport nr. 1997:32, januar 1998.

SFT, 1997c. Tiltak for reduksjon av NMVOC-utslipp i Norge. Beregninger av kostnader. SFT-rapport nr. 97:11

SFT, 1999a. CO_2-utslipp, areal- og transportpolitikk Utslippsreduksjoner ved ikke tekniske tiltak. SFT-rapport nr. 99:07, juni 1999.

SFT, 1999b. Reduksjon av NOx-utslipp i Norge – tiltaksanalyse for målåret 2010. SFT-rapport nr. 99:13, juni 1999.12.30

SFT, 1999d. Notat fra avfallsseksjonen i SFT. Upublisert.

SFT, 1999d. Tiltaksanalyse. Utslipp av klimagasser fra landbasert industri. Rapport utkast 11.10.1999.

SSB og SFT, 1999. I kvoteutvalgets utredning kap. 3.

SSB, 1999. Energistatistikken.

St meld nr 29 (1998-99). Om energipolitikken. *Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 19. mars 1999.*

St.meld.nr. 29 (1997-98). Norges oppfølging av Kyotoprotokollen.

TØI, 1997. Energieffektivitet og utslipp i transport. TØI notat 1078/1997.

VEDLEGGSDEL

Denne vedleggsdelen inneholder nærmere beskrivelse av alle enkelttiltakene. Tiltakene er grunnlagsmaterialet for en helhetlige analysen i del I av denne rapporten. Over 70 enkelttiltak er beskrevet innenfor de fleste sektorer og utslippskilder. Hvert tiltak utgjør et enkelt punkt på den samlede marginalkostnadskurven i hovedanalysen.

Tiltakene er beskrevet med følgende punkter:

- Beskrivelse av utslippskilden og nivået i dag og med en framskrivning fram til 2010,
- Enkel "teknisk" beskrivelse av tiltaket,
- Beregnet utslippsreduksjon,
- Årlige merkostnader og
- Kostnadseffektivitet som kr/tonn redusert utslipp

Tiltakene er nummerert etter samme hierarki som SFTs nasjonale utslippsregnskap. Noen omrokeringer har det blitt men hovedoppsettet følger utslippsregnskapet. Det betyr følgende oppsett:

A. Stasjonær forbrenning
    I. Olje og gassvirksomhet
        01. tiltak …
        02. tiltak …
    II. Landbasert industri
        01. tiltak …
    III. osv.
B. Prosessutslipp
    I. Metallproduksjon
    II. Annen industri (Kjemisk industri, Raffinering, Gassterminaler, etc)
    III. Olje- og gassvirksomhet
C. Mobile kilder
    I. Veitrafikk
    II. Motorredskap, snøscootere, småbåter
    III. Fly
    IV. Skip og båter

Et tiltak rettet mot stasjonær forbrenning, olje- og gassvirksomhet, vil derfor ha følgende betegnelse og nummer:

- "A-I-02: …(en beskrivende tittel på tiltaket)".

Tiltakene:

A. STASJONÆR FORBRENNING 3
I. OFFSHORE OLJE- OG GASSVIRKSOMHET 3
Tiltak A-I-01 : Reduksjon av energibehovet, bedre utnyttelse av energien i prosessen 3
Tiltak A-I-02 : Effektiv kraftgenerering og distribusjon. Kombikraftverk. 6
Tiltak A-I-03 : Redusert fakling og optimalisering av prosess 9
Tiltak A-I-04 : Rensing og deponering av CO_2 12
Tiltak A-I-05 : Kraft fra land / alternativ kraftforsyning 15
A. STASJONÆR FORBRENNING 17
II. LANDBASERT INDUSTRI 17
Tiltak A-II-01: Økt andel biobrensel og energieffektivisering ved Leca Norges to fabrikker for lettklinkerproduksjon 17
Tiltak A-II-02: Overgang fra fyring med olje/spillolje til naturgass ved Verdalskalk AS. 20
Tiltak A-II-03: Energieffektivisering i sement ovn, Norcem Brevik 23
Tiltak A-II-04: Økt bruk av alternative brensler i sementproduksjon 26
Tiltak A-II-05: Installasjon av varmepumpe ved Statoil Kårstø 29
Tiltak A-II-06: Varmeveksling rikgass med salgsgass ved Statoil Kårstø 31
Tiltak A-II-07: Energieffektivisering ved Statoils oljeraffineri på Mongstad 33
Tiltak A-II-08: Fjerning av CO_2 fra avgass ved sjøvannsvasking ved Statoils oljeraffineri på Mongstad 35
Tiltak A-II-09: Redusert produksjon av koks i krakker ved Statoils oljeraffineri på Mongstad 37
Tiltak A-II-10: Bygging av biokjel ved Peterson Linerboard, Moss 39
Tiltak A-II-11: Bygging av biokjel ved Hunsfos Fabrikker, Vennesla 41
Tiltak A-II-12: Enøktiltak i prosess og –utstyr ved Norske Skog, Saugbrugs 43
Tiltak A-II-13: ENØK-tiltak i prosess og –utstyr ved Peterson Linerboard, Ranheim 45
Tiltak A-II-14: Overgang fra fyring med olje til naturgass ved Peterson Linerboard, Ranheim 47
Tiltak A-II-15: Overgang fra oljekjel til el-kjel ved Hydro Oleochemicals, Sandefjord 49
II. ENERGIBRUK (OLJEFORBRUK) TIL OPPVARMINGSFORMÅL – REDUKSJON AV CO_2-UTSLIPP 51
Tiltak A-II-16: Enøk og effektivisering av energibruk til oppvarmingsformål 53
Tiltak A-II-17 til 25: Alternative energikilder til oppvarmingsformål 56
B. PROSESS UTSLIPP 63
I. METALLINDUSTRI 63
Tiltak B-I-01: Reduksjoner i utslipp av PFK fra aluminiumindustrien 63
Tiltak B-I-01b: Reduksjoner i klimagassutslipp fra aluminiumindustrien – ekstratiltak for å oppfylle avtalen fra 1997 om –55% red. i klimagassutslipp per produsert enhet. 66
Tiltak B-I-02: Bruk av biokarbon som reduksjonsmiddel i ferrosilisium og silisiummetall-industrien. 69
Tiltak B-I-03: Erstatte SF_6 med SO_2 som dekkgass ved utstøping av magnesium ved Hydros magnesiumfabrikk i Porsgrunn 72
B. PROSESS UTSLIPP 74
II. ANNEN INDUSTRI 74
Tiltak B-II-01: Redusert fakling ved Borealis 74
Tiltak B-II-02: Overgang fra våtgass til naturgass i ammoniakkproduksjon – Norsk Hydro 76
Tiltak B-II-03: Reduksjon i utslipp av lystgass ved ombygging av fabrikklinjer for salpetersyreproduksjon – Norsk Hydro 78
Tiltak B-II-04: Overgang til kalsinert petrolkoks/Carbon Black i karbidproduksjon 80
Tiltak B-II-05: Gjenvinning av fakkelgass ved Statoil Kollsnes 82
B. PROSESS UTSLIPP - NMVOC 84
II. ANNEN INDUSTRI (KJEMISK INDUSTRI, RAFFINERING, GASSTERMINALER, BENSINDISTRIBUSJON) (TILTAK B-II-06 TIL 20) 84
III. OLJE- OG GASSVIRKSOMHET (TILTAK B-III-01 OG 02) 84
B. PROSESS UTSLIPP 87
IV. ANDRE KILDER – BRUK AV HFK 87
Tiltakene B-IV-1, B-IV-2, B-IV3: Reduksjon av HFK-forbruk og utslipp 87
B. PROSESS UTSLIPP 91
IV. ANDRE KILDER - AVFALLSDEPONIER 91
Tiltakene B-IV-4, 5, 6: Reduksjon av CH_4- utslipp fra avfallsdeponier 91
C. MOBIL FORBRENNING 95
I. VEITRAFIKK 95
Tiltak C-I-01. Dekk med lavere rullemotstand for lette kjøretøy 95
Tiltak C-I-02. Bruk av hybrid-biler 97
Tiltak C-I-03. Bruk av elektriske biler 99
Tiltak C-I-04. Effektivisering av godstransporten ved hjelp av IT-styring 101
Tiltak C-I-05. Parkeringsrestriksjoner i TP10-områdene 104
Tiltak C-I-06. Tidsdifferensiert bompengeordning i TP-10 områdene 107
Andre trafikale tiltak og virkemidler som ikke er kvantifisert og lagt inn i kostnadskurven, men er tatt med fordi de utgjør tilleggspotensial og være utfyllende virkemidler 110
C. MOBIL FORBRENNING 112
II. MOTORREDSKAPER 112
Tiltak C-II-01. Elektrisk drift av gressklippere, jordfresere, motor- og ryddesager til fritidsbruk 112
C. MOBIL FORBRENNING 114
III. FLY 114
Tiltak C-III-01. Innføring av fly med lavere drivstoff-forbruk 114
C. MOBIL FORBRENNING 116
V. SKIP OG BÅTER 116
Tiltak C-V-01: Motortekniske endringer, fiske 116
Tiltak C-V-02. Motortekniske endringer, kystfart 118
Tiltak C-V-03. Motortekniske endringer, flyttbare innretninger 120
Tiltak C-V-04. Effektiviseringer med mer, (andre tiltak), fiskefartøyer 121
Tiltak C-V-05. Effektiviseringer med mer, (andre tiltak), kystfart 123

A. STASJONÆR FORBRENNING

I. Offshore olje- og gassvirksomhet

Tiltaksomtalen på dette området er basert på Oljebransjens egen Regionale konsekvensutredning (RKU) for Nordsjøen, Miljøsok-programmet og OEDs Miljørapport 1999. Tiltakene er gruppert (i henhold til RKU-arbeidet) på følgende måte:

01. Reduksjon av energibehovet, bedre utnyttelse av energien i prosessen.
02. Mer effektiv kraftgenerering og kraftdistribusjon
03. Optimalisering av prosessen. Redusert behov for fakling
04. Rensing og deponering
05. Kraft fra land / alternativ kraftforsyning

I det følgende er de aktuelle tiltak innen hver gruppe omtalt. Framskrivningene og utslippstallene er hentet fra RNB-99 (Finansdepartementet, 1999). Tiltak som allerede er besluttet gjennomført er inkludert i framskrivningen. Det er derfor bare ytterligere tiltak som er inkludert i den videre omtalen og beregningene.

Tiltak A-I-01 : Reduksjon av energibehovet, bedre utnyttelse av energien i prosessen

Beskrivelse av utslippskilden

Utslippet fra olje- og gassvirksomheten var i 1990 i overkant av 7 mill. tonn CO_2-ekvivalenter inkl. transport og prosessutslipp. Dette utgjorde ca 20% av de samlede nasjonale CO_2-utslippene. Gassturbiner for kraftgenerering utgjorde mer enn 75% av utslippet fra olje- og gassvirksomheten.

I 1997 var det samla utslippet vokst til i underkant av 10 mill. tonn CO_2-ekvivalenter.

Framskrivningen av utslippet for sektoren indikerer en økning på ca 45-50% fram mot 2010. 80% av utslippet vil komme fra felt som allerede er i drift eller hvor planleggingen er kommet så langt at utbyggingsløsningene og valg av teknologi er fastlagt. Dette reduserer valgfriheten i forhold til ny teknologi og mulige tiltak for å redusere framtidige utslipp.

Beskrivelse av tiltaket

Tiltaket består av flere ulike måter å redusere energibehovet i produksjons/prosesstyringen.

- Gjennom å tilpasse kjøringen av turbiner og kompressorer best mulig til aktuelt kraft- og trykkbehov kan utslipp av CO_2 og NO_x reduseres. Dette kan oppnås gjennom forbedring av styrings- og kontrollsystemer. Det vil variere fra felt til felt hvor store reduksjoner dette kan gi.
- Energiforbruket til kompressorer reduseres ved at skovlene i kompressorene skiftes ut med skovler som gir større virkningsgrad (reewheeling). Det er uklart hvor mye større virkningsgrad som kan oppnås, men opp mot 5% forbedring er antydet
- Eksosgassen fra gassturbiner representerer en stor spillvarmekilde. Med varmegjenvinningsenheter (WHRU - Waste Heat Recovery Units) kan eksosgassvarmen bli utnyttet til varmeformål. Energiutnyttelsen for slike turbiner kan økes fra 33 % ved bare el-produksjon til 50% hvis også spillvarmen utnyttes. Det er

ikke er ikke varmebehov nok på plattformene for å utnytte større deler av spillvarmen. Tiltaket reduserer både CO_2 og NO_x utslippene.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Både WHRU, Reewheeling og nye styringssystem for kompressorer er tiltak som er gjennomført på flere av feltene og installasjonene. Dette er inkludert i framskrivningen.

I tillegg til allerede gjennomførte og besluttet tiltak i denne kategorien er flere tiltak i kategorien under vurdering på alle felt og installasjoner. I RKU for Nordsjøen ble det konkludert med at tiltak under vurdering kan redusere utslippene med ytterligere ca 240 000 tonn CO_2-ekvivalenter per år, dvs. ca 2% av de samlede framskrevne utslippene for 2010 fra denne sektoren. Dette er en gjennomsnittsbetraktning for hele perioden 1996 til 2015, og det vil være variasjoner fra år til år avhengig av produksjonsvolumet og hvilken fase i utvinningen man er på i de ulike feltene.

Tabell A-I-01.1: *Framskrivning og tiltak for å redusere CO_2- utslipp.*

		2010	
		Red. i prosent	Red. i kt CO_2 -ekv
Framskrivning uten tiltak 14 280 ktonn CO_2-ekvivalenter			
A-I-01	Reduksjon av energibehovet	2%	240

Full effekt av tiltakene vil oppnås når feltene har sine produksjonstopper. Det vil varierer fra felt til felt.

Kostnader og kostnadseffektivitet

De tre tiltakene i denne gruppen er installert på flere felt og kostnaden ligger derfor trolig i underkant av den gjeldende CO_2-avgift på det tidspunktet som var for bruk av gass offshore ca 398 kr per tonn CO_2. Oljeselskapene vil ha en viss grad av sikkerhet for lønnsomheten av investeringen i forhold til alternativet som er innbetaling av CO_2-avgift. Det er derfor rimelig å anta at tiltakene i denne kategorien har en kostnadseffektivitet på ca 360 kr/tonn CO_2 , dvs. 10% lavere enn gjeldende avgift.

Dagens CO_2-avgift er for gass brukt offshore er 300 kr per tonn CO_2. Den gjeldende CO_2-avgift vil alltid være et viktig kriterium i vurderinger om å gjennomføre tiltak eller ikke. Potensialet for "lønnsomme" tiltak for å redusere utslippene er derfor i dag redusert i forhold til tidligere.

Årlig merkostnad er estimert til ca 95 mill. NOK ved å multiplisere kostnadseffektiviteten og det gjennomsnittlig reduksjonsvolumet av CO_2 per år.

Tabell A-I-01.2*: Kostnader og kostnadseffektivitet*

		2010	
		Årlig mer-kostnad mill. kr	Kost.eff. kr/tonn CO_2 -ekv.
A-I-01	Reduksjon av energibehovet	95	360

Usikkerhet

Etter vår vurdering er potensialet for å ta i bruk disse tiltakene relativt forsiktig anslått av bransjen selv. Noe av usikkerheten ligger i hvor stort varmebehov det er på de ulike feltene.

Kostnadene for de enkelte tiltak er av bransjen angitt slik at det er 50% sannsynlighet for at et tiltak innen en kategori har lavere kostnad og 50% sannsynlighet for at kostnaden er høyere enn den angitte. Selve kostnadsestimatet har i følge bransjen en usikkerhet på ca ±30%.

Det er flere kostnadselementer som ikke er inkludert i beregningene. Blant annet kan valg av tidspunkt for gjennomføring få avgjørende betydning for kostnadsbildet. På den annen side er det også ”nytte”elementer som ikke er inkludert. Blant annet er alle kostnader tillagt CO_2-reduksjonen uten at man trekker fra den gevinsten som en samtidig NO_x-reduksjon vil gi. Det kan også være andre årsaker som effektivisering og sikkerhetshensyn som er motivet for gjennomføringen. Hvis tiltakene gjennomføres så vil det være på grunnlag av at oljeselskapene har stor grad av sikkerhet for lønnsomheten av investeringen kontra innbetaling av CO_2-avgift. Trolig vil man også legge seg på en lønnsomhetsmargin som er større enn 10% (ifht. CO_2-avgiften.).

Tiltak A-I-02 :Effektiv kraftgenerering og distribusjon. Kombikraftverk.

Beskrivelse av utslippskilden

Utslippet fra olje- og gassvirksomheten var i 1990 i overkant av 7 mill. tonn CO_2-ekvivalenter inkl. transport og prosessutslipp. Dette utgjorde ca 20% av de samlede nasjonale CO_2-utslippene. Gassturbiner for kraftgenerering utgjorde mer enn 75% av utslippet fra olje- og gassvirksomheten.

I 1997 var det samla utslippet vokst til i underkant av 10 mill. tonn CO_2-ekvivalenter.

Framskrivningen av utslippet for sektoren indikerer en økning på ca 45-50% fram mot 2010. 80% av utslippet vil komme fra felt som allerede er i drift eller hvor planleggingen er kommet så langt at utbyggingsløsningene og valg av teknologi er fastlagt. Dette reduserer valgfriheten i forhold til ny teknologi og mulige tiltak for å redusere framtidige utslipp.

Beskrivelse av tiltaket

Tiltaket består av flere ulike måter å redusere å effektivisere kraftdistribusjonen og kraftgenereringen. Mulighetene er:

- Utskifting av luftfilter på turbiner og endret regulering av inntaksluft. Dette innebærer at turbinene produserer samme mengde kraft med mindre forbruk av brenngass.
- Strekking av overføringskabel for elektrisitet mellom installasjoner for samordnet kraftforsyning. På denne måten kan overskuddskraft på en plattform benyttes til kraftforsyning på en annen. Gassturbiner kan også gå med kontinuerlig høyere last slik at virkningsgraden økes.
- Installere kombikraftverk som utnytter varmen i eksosgassen fra gassturbinene til å generere høytrykksdamp, som igjen benyttes til å drive en dampturbin til elektrisitetsproduksjon. Denne teknologien utnytter opp til 55 % av gassens brennverdi til høyverdig mekanisk og elektrisk energi i motsetning til en konvensjonell gassturbin som utnytter i overkant av 30%.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaksgruppen

Kombikraftverk antas å bli standard på nye installasjoner. Det er imidlertid et kostnadsspørsmål og beslutninger om bruk av denne teknologien også på nye platformer vil avhenge av den til enhver tid gjeldende CO_2-avgiften.

Der det er tatt beslutninger om slik installering på flere felt og disse er inkludert i framskrivningen. Det er også vurdert men forkastet på enkelte felt på grunn av kostnadene.

Utskifting av luftfiltre og strekking av el-kabler er også gjennomført eller besluttet gjennomført på noen felt. Det har også vært til vurdering på noen felt hvor tiltakene er forkastet.

I RKU for Nordsjøen ble det konkludert med at ytterligere tiltak i denne kategorien kan redusere utslippene med ca 520 000 tonn CO_2-ekvivalenter per år, dvs. ca 3,7% av olje- og

gassvirksomhetens samlede framskrevne utslipp for 2010. På de feltene hvor man installerer kombikraftverk vil det gi en samlet utslippsreduksjon på 15% per felt – sett over feltenes forventede levetid. Det vil imidlertid være variasjoner fra år til år avhengig av produksjonsvolumet og hvilken fase i utvinningen man er på i de ulike feltene.

Tabell A-I-02.1: *Framskrivning og tiltak for å redusere CO_2- utslipp.*

		2010	
		Red. i prosent	Red. i kt CO_2 -ekv
Framskrivning uten tiltak er 14 280 ktonn CO_2-ekvivalenter			
A-I-02	Kombikraftverk og effektiv kraftdistribusjon	3,7%	520

Full effekt av tiltakene vil oppnås når feltene har sine produksjonstopper. Det vil varierer fra felt til felt.

Kostnader og kostnadseffektivitet

Alle tre tiltakene i denne gruppen er gjennomført på enkelte felt. Kostnaden ligger derfor trolig i underkant av den da gjeldende CO_2-avgift som var 397 kr per tonn CO_2 for bruk av gass offshore. Dette kostnadsnivået vil trolig også være riktig der hvor man på eksisterende felt vurderer å gjennomføre disse tiltakene. Kostnadene vil variere og det er blant annet vurdert og forkastet en kombikraftverkløsninger på grunn av høye kostnader.

Oljeselskapene vil ha en viss grad av sikkerhet for lønnsomheten av investeringene i forhold til innbetaling av CO_2-avgift og eventuelt andre usikkerhetsmomenter. Vi antar derfor en kostnadseffektivitet på ca 360 kr/tonn CO_2 for denne tiltakskategorien, dvs. 10% lavere enn den da gjeldende CO_2-avgiften.

Tiltakene kan i noen tilfeller gjennomføres og være motivert ut fra andre årsaker, for eksempel frigjøring av gass for salg, plasshensyn, kraftsikkerhet etc.

Antatt årlig merkostnad er estimert til ca 190 mill. NOK ved å multiplisere kostnadseffektiviteten og det gjennomsnittlige reduksjonsvolumet på 520 000 tonn CO_2 per år.

Tabell A-I-02.2*: Kostnader og kostnadseffektivitet*

		2010	
		Årlig mer-kostnad mill. kr	Kost.eff. kr/tonn CO_2 -ekv.
A-I-02	Kombikraftverk og effektiv kraftdistribusjon	190	360

Usikkerhet

Etter vår vurdering er potensialet for å ta i bruk disse tiltakene relativt forsiktig anslått av bransjen selv. Noe av usikkerheten ligger i hvor stort varmebehov det er på de ulike feltene.

Kostnadene for de enkelte tiltak er av bransjen angitt slik at det er 50% sannsynlighet for at et tiltak innen en kategori har lavere kostnad og 50% sannsynlighet for at kostnaden er høyere enn den angitte. Selve kostnadsestimatet har i følge bransjen en usikkerhet på ca ±30%.

Det er flere kostnadselementer som ikke er inkludert i beregningene. Blant annet kan valg av tidspunkt for gjennomføring få avgjørende betydning for kostnadsbildet. På den annen side er det også ”nytte”elementer som ikke er inkludert. Blant annet er alle kostnader tillagt CO_2-reduksjonen uten at man trekker fra den gevinsten som en samtidig NO_x-reduksjon vil gi. Det kan også være andre årsaker som effektivisering og sikkerhetshensyn som er motivet for gjennomføringen. Hvis tiltakene gjennomføres så vil det være på grunnlag av at oljeselskapene har stor grad av sikkerhet for lønnsomheten av investeringen kontra innbetaling av CO_2-avgift. Trolig vil man også legge seg på en lønnsomhetsmargin som er større enn 10% (ifht. CO_2-avgiften.).

Tiltak A-I-03 : Redusert fakling og optimalisering av prosess

Beskrivelse av utslippskilden

Utslippet fra olje- og gassvirksomheten var i 1990 i overkant av 7 mill. tonn CO_2-ekvivalenter inkl. transport og prosessutslipp. Dette utgjorde ca 20% av de samlede nasjonale CO_2-utslippene. Gassturbiner for kraftgenerering utgjorde mer enn 75% av utslippet fra olje- og gassvirksomheten.

I 1997 var det samla utslippet vokst til i underkant av 10 mill. tonn CO_2-ekvivalenter.

Framskrivningen av utslippet for sektoren indikerer en økning på ca 45-50% fram mot 2010. 80% av utslippet vil komme fra felt som allerede er i drift eller hvor planleggingen er kommet så langt at utbyggingsløsningene og valg av teknologi er fastlagt. Dette reduserer valgfriheten i forhold til ny teknologi og mulige tiltak for å redusere framtidige utslipp.

Beskrivelse av tiltaket

Tiltaket består av å innføre kaldfakkelteknologi og på ulike måter å optimalisere produksjonsprosessen på:

- Kaldfakkel/slukking av fakkel. Fakkelen på en plattform er en sikkerhetsforanstaltning for å kunne raskt brenne av overskuddsgass slik at man unngår at det oppstår eksplosjonsfare. Tradisjonell fakling inkluderer en kontinuerlig pilotflammen som gir et lite utslipp. Vesentlig større betydning har de planlagte og ikke planlagte avbrenningene av gass fra prosessen. Kald fakkel(Slukking av kontinuerlig fakkelen) innebærer at pilotflammen slukkes, og i stedet tennes automatisk hver gang det oppstår behov for avbrenning av overskuddsgass. For at dette skal ha noen hensikt, blir det også foretatt endringer i produksjonsprosessen slik at behovet for fakling reduseres. Dette vil kunne redusere utslippet med 25% fra de feltene hvor kald fakkel innføres.
- Sjøvann som skal injiseres i reservoaret som trykkstøtte må "renses" for oksygen. På enkelte plattformer benyttes hydrokarbongass som strippegass, dvs at hydrokarbongassen sirkuleres i motstrøm til vannet, og dermed opptar i seg det oksygenet som finnes i vannet. Etter bruk ledes strippegassen til fakkelen for avbrenning, og dermed produseres det CO_2 og NO_x. Ved å erstatte hydrokarbongassen med f.eks. nitrogen, fjernes dette utslippet. Det finnes også andre metoder for avlufting av injeksjonsvann; f.eks. bruk av destillasjonstårn forutsatt at det brukes gjennvunnet varme.
- De-gassing av produsert vann innebærer prosessomlegging slik at hydrokarbongass fra produsert vann blir tatt hånd om av salgsgass-systemet i stedet for å sendes til avfakling

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaksgruppen

Kaldfakkel vil stort sett være standard på nye installasjoner. Det er per i dag installert eller besluttet installert kaldfakkel, nitrogen i avluftingsanlegg og anlegg for avgassing av

produsert vann også på flere eksisterende felt. Der det er tatt beslutninger om slik installering er dette inkludert i framskrivningen.

Innføring av disse tiltakene på ytterligere flere felt vurderes og i RKU for Nordsjøen ble det konkludert med at tiltak i denne kategorien er realistisk og kan redusere utslippene med mer enn 200 000 tonn CO_2-ekvivalenter per år, dvs. ca 1,5% av olje- og gassvirksomhetens samlede framskrevne utslippene for 2010. På de feltene hvor man installerer avgassing av produsert vann vil det gi en utslippsreduksjon på i underkant av 5% per felt over feltets forventede levetid. Innføring av kaldfakkel vil redusere utslippet fra fakling med 25% i forhold til fakkel med kontinuerlig pilotflamme.

Tabell A-I-03.1: *Framskrivning og tiltak for å redusere CO_2- utslipp.*

		2010	
		Red. i prosent	Red. i kt CO_2 -ekv
Framskrivning uten tiltak 14 280 ktonn CO_2-ekvivalenter			
A-I-03	Redusert fakling og optimalisering av prosess	1,5%	220

Full effekt av tiltakene vil oppnås når feltene har sine produksjonstopper. Det vil varierer fra felt til felt.

Kostnader og kostnadseffektivitet

Kostnadene er for innføring av kaldfakkel er estimert til omlag 200 kr/tonn CO_2-ekvivalenter. Imidlertid kan tiltakene være motivert ut fra andre årsaker som f.eks. frigjøring av gass for salg. Den betydelige reduksjon av kontinuerlig fakling som har skjedd på 90-tallet er nok virkningen av CO_2-avgiften og at alternativkostnaden til gass i markedet har stabilisert seg.

Også avlufting og avgassing er motivert ut fra vurderinger om alternativkostnaden til gassen i form av salg. Kostnaden er ikke kjent, men antas å ligge lavere eller på samme nivå som kaldfakkel.

Antatt årlig merkostnad er estimert til ca 45 mill. ved å multiplisere kostnadseffektiviteten og reduksjonsvolumet - 220 000 tonn CO_2 per år.

Tabell A-I-03.2*: Kostnader og kostnadseffektivitet*

		2010	
		Årlig mer-kostnad mill. kr	Kost.eff. kr/tonn CO_2 -ekv.
A-I-03	Redusert fakling og optimalisering av prosess	45	200

Usikkerhet

Teknologiene er kjente og utprøvde og effekten er relativt sikker. Kaldfakkel egner seg på de fleste felt og antas som standard på alle nye felt. Det er større usikkerhet knyttet til muligheten for installering av anlegg for avlufting og avgassing, men de utgjør en liten del av det

beregnede potensialet. Kostnadene er trolig i riktig størrelsesorden og godt fundert basert på gode erfaringstall.

Tiltak A-I-04: Rensing og deponering av CO_2

Beskrivelse av utslippskilden

Utslippet fra olje- og gassvirksomheten var i 1990 i overkant av 7 mill. tonn CO_2-ekvivalenter inkl. transport og prosessutslipp. Dette utgjorde ca 20% av de samlede nasjonale CO_2-utslippene. Gassturbiner for kraftgenerering utgjorde mer enn 75% av utslippet fra olje- og gassvirksomheten.

I 1997 var det samla utslippet vokst til i underkant av 10 mill. tonn CO_2-ekvivalenter.

Framskrivningen av utslippet for sektoren indikerer en økning på ca 45-50% fram mot 2010. 80% av utslippet vil komme fra felt som allerede er i drift eller hvor planleggingen er kommet så langt at utbyggingsløsningene og valg av teknologi er fastlagt. Dette reduserer valgfriheten i forhold til ny teknologi og mulige tiltak for å redusere framtidige utslipp.

Beskrivelse av tiltaket

Tiltaket består av å innføre rensing ved separasjon av CO_2 fra produsert gass og fra eksosen fra gassturbiner, for deretter å injisere CO_2-gassen som drivgass i brønner under produksjon eller deponering i gamle avsluttede brønner.

- Fjerning av CO_2 fra produsert gass. Fjerning av CO_2 fra produsert gass for å oppnå salgsgass-spesifikasjonen på mellom 2 - 2,5% CO_2 innhold gjøres pr i dag på Sleipner Vest. Teknologien baseres på binding av CO_2 ved hjelp av kjemikalier (aminløsning) og en seinere frigivelse ved regulering av trykk og temperatur. Aminløsningen kan regenereres og gjenbrukes. Fjerning av CO_2 kan skje offshore slik det i dag gjøres på Sleipner Vest, eller på land ved mottak av den produserte gassen. Et renseanlegg på land vil ha den fordelen at det lettere kan betjene flere felt, imidlertid kannogså det gjøres med offshore anlegg.

- Fjerning av CO_2 fra eksosgass . Teknologi for å rense CO_2 fra eksosgass er under utvikling. Et av problemene knyttet til dette er at CO_2-konsentrasjonen er svært lav og gassmengdene svært store sammenlignet med produsert gass. Renseprosessen kan gjøres ved hjelp av en membranteknologi i tillegg til aminvaskeprosessen. Dette vil øke rensekapasiteten, og kunne redusere anleggets størrelse og kostnader. Et landbasert testanlegg er installert på Kårstø (sommeren 1998) som et samarbeidsprosjekt mellom Statoil, Saga, Hydro, BP og Kværner. Testingen pågår.

Deponering og transportdelen av disse anleggene kan kombineres og dermed redusere kostnadene noe.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaksgruppen

Utslippene vil i 2010 komme fra eksisterende felt, 80 prosent, og nye utbygginger, 20 prosent. Det betyr at utslipp fra nye felt utgjør ca 2,9 mill tonn i 2010.

Rensing og deponering av CO_2 vil være aktuelt kun på nye utbygninger på grunn av kostnadene ved å bygge om eksisterende plattformer for å gi plass til denne type teknologi.

ECON (ECON/NHO, 1998) anslo at ca 50% av utslippene fra nye utbygginger i 2010 kan fjernes på denne måten. Vi tror dette er noe i overkant og legger til grunn at ca 30% av CO_2-utslippene fra nye utbygninger kan fjernes ved rensing og deponering. Det betyr en utslippsreduksjon på ca 0,9 mill tonn per år eller 6 prosent av framskrevet utslipp for både eksisterende og nye felt.

Tabell A-I-04.1: *Framskrivning og tiltak for å redusere CO_2- utslipp.*

		2010	
		Red. i prosent	Red. i kt CO_2 –ekv
Framskrivning uten tiltak 14 280 ktonn CO_2-ekvivalenter			
A-I-04	CO_2-rensing av eksosgass, injisering/deponering	ca 6 %	900

Full effekt av tiltakene vil i oppnås når feltene har sine produksjonstopper. Det vil variere fra felt til felt.

Kostnader og kostnadseffektivitet

Et landbasert renseanlegg med en kapasitet på 300.000 tonn CO_2 i året planlegges på Kårstø for å håndtere overskuddsgass fra Åsgård-feltene. Et renseanlegg i denne størrelsesorden er foreløpig kostnadsvurdert til 5-600 MNOK, ekskl. rørtransportsystem for CO_2-gassen til deponi.

CO_2 som fjernes fra produsert gass er her tenkt deponert i et eget undergrunnslager. Deponeringskostnaden vil variere og spesielt være avhengig av hvor lang rørtransport som blir nødvendig. Rørledningskostnaden utgjør omlag 90% av den totale deponeringskostnad .

Total investeringskostnad for rense- og deponeringssystemet med kapasitet på 300 000 tonn CO_2-gass og rørtransportavstand som mellom Sleipner og Kårstø (220 km) vil trolig beløpe seg til 1500-2000 mill NOK. Ved 10 års levetid og med 7% rente gir dette 150-200 mill NOK per år i kapitalkostnader og en kostnad per tonn redusert CO_2 på 500-670 NOK. Det oppgis i RKU å være relativt lav tilleggskostnad for å øke (doble) kapasiteten i rørtransportsystemet og renseanlegget. Vi antar at man kan øke den samlede kapasiteten med i overkant av 50% uten vesentlig økte kostnader. Det vil si at kostnaden per tonn CO_2-ekv. kommer ned i underkant av 400 NOK/tonn CO_2-ekvivalent.

OED (Miljø 1999) indikerer at kostnaden ved ny og forbedret rense og deponeringsteknologi er ca 490 NOK/tonn hvis man kan deponere i undersjøiske formasjoner, og sier videre at hvis gassen anvendes som drivgass i eksisterende brønner under produksjon vil det redusere nettokostnadene ytterligere. Man kan ikke påregne at all fjernet CO_2 kan brukes til drivgass, derfor vil trolig ikke en gjennomsnittlig kostnad reduseres så mye under 490 kr/tonn. På denne bakgrunn er vårt estimat på om lag 400 NOK/tonn trolig et rimelig anslag på tiltakskostnaden.

Årlig merkostnad er estimert til ca 360 mill. NOK ved å multiplisere kostnadseffektiviteten og reduksjonsvolumet - 900 000 tonn CO_2 per år.

Et offshorebasert anlegg for CO_2-rensing av eksosgass har en betydelig høyere kostnad og beregninger fra Statoil indikerer kostnader på om lag 1500 NOK/tonn CO_2. Den høyere kostnaden er førts og fremst knyttet til vekt og plassproblemer på offshore installasjoner. Vi har ikke inkludert offshorebaserte anlegg i analysen, men kun sett på den muligheten som ligger i rørtransport av gass eller eksosgass fra platformene til et landbasert anlegg og tilsvarende retutransport av CO_2-gassen til deponering.

***Tabell A-I-04.2**: Kostnader og kostnadseffektivitet*

		2010	
		Årlig mer-kostnad mill. kr	Kost.eff. kr/tonn CO_2 -ekv.
A-I-04	Rensing og deponering av CO_2	360	400

Usikkerhet

Teknologiene er under forbedring og utprøving. Pilottesting av det landbaserte anlegget virker lovende og den utslippsreduserende effekten er sikker. Imidlertid vil det samlede potensialet for utslippsreduksjoner for hele sektroren være mer usikkert. Den vil blant annet være avhengig av kostnadene ved teknologien.

Kostnadsanslaget må sies å være usikkert særlig på grunn av manglende erfaring fra anlegg i storskaladrift, samt usikkerheten omkring hvor stor anvendelse CO_2-gassen vil få drivgass og hvilken pris man kan oppnå for denne ”drivgassen”.

Tiltak A-I-05 : Kraft fra land / alternativ kraftforsyning

Beskrivelse av utslippskilden

Utslippet fra olje- og gassvirksomheten var i 1990 i overkant av 7 mill. tonn CO_2-ekvivalenter inkl. transport og prosessutslipp. Dette utgjorde ca 20% av de samlede nasjonale CO_2-utslippene. Gassturbiner for kraftgenerering utgjorde mer enn 75% av utslippet fra olje- og gassvirksomheten.

I 1997 var det samla utslippet vokst til i underkant av 10 mill. tonn CO_2-ekvivalenter.

Framskrivningen av utslippet for sektoren indikerer en økning på ca 45-50% fram mot 2010. 80% av utslippet vil komme fra felt som allerede er i drift eller hvor planleggingen er kommet så langt at utbyggingsløsningene og valg av teknologi er fastlagt. Dette reduserer valgfriheten i forhold til ny teknologi og mulige tiltak for å redusere framtidige utslipp.

Beskrivelse av tiltaket

Tiltaket består i å elektrifisere plattformer

- nye installasjoner nær uttakspunkt i høyspentnettet på land .
- helt eller delvis på eksisterende og nye plattformer langt fra land.

Det er gjennom utredninger fra bransjen konkludert med at det vil være mulig å strekke kabler og forsyne plattformer med elektrisitet fra land (Hydro 1996). Det vil imidlertid gi et stor overføringstap, ca 18%, og økonomiske analyser viste negativ nåverdi for kabelalternativene i forhold til bruk av gassturbiner til el produksjon på plattformene.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaksgruppen

Effekten av elektrifisering av plattformene vil være avhengig av om en har tilstrekkelig tilgang på "CO_2-fri" vannkraft, eller om elektrifiseringen vil medføre økt bruk av kraft produsert fra varmekraftverk. Ved forutsetningen om CO_2-fri vannkraft vil utslippsreduksjonen være tilnærmet 100% per plattform ved hel elektrifisering og gradvis mindre ved delvis elektrifisering.

I RKU-Nordsjøen er elektrifisering av Vissundplattformen vurdert, men forkastet. Vi forutsetter ingen elektrifisering fra land av plattformer.

Tabell A-I-05.1: *Framskrivning og tiltak for å redusere CO_2- utslipp.*

		2010	
		Red. i prosent	Red. i kt CO_2 -ekv
Framskrivning uten tiltak 14 280 ktonn CO_2-ekvivalenter			
A-I-05	Kraft fra land / alternativ kraftforsyning	0%	0

Full effekt av tiltakene vil i oppnås når feltene har sine produksjonstopper. Det vil variere fra felt til felt.

Kostnader og kostnadseffektivitet

I OLF 1998 konkluderte Hydro, Statoil og Saga med at kostnadene ved kraftforsyning fra land for nye installasjoner som ligger nær land var på om lag den da gjeldende CO_2-avgiften, dvs. ca 460 NOK/tonn. For eksisterende felt eller nye felt som ligger lenger fra land vil kostnadene være 1,5 – 3 ganger CO_2-avgiften.

Tabell A-I-03.2*: Kostnader og kostnadseffektivitet*

		2010	
		Årlig mer-kostnad mill. kr	Kost.eff. kr/tonn CO_2 -ekv.
A-I-05	Kraft fra land / alternativ kraftforsyning	0	
	• Nye installasjoner, nær land		~ 460
	• Eldre og Nye inst. langt fra land		700 – 1400

Usikkerhet

Teknologiene er kjente og utprøvde, og effekten er sikker men avhengig av CO_2-utslipp fra elektrisitetsproduksjon på land. Kostnadene er trolig for høye til at det er et reelt alternativ. Elektrisitetsknappheten på fastlandet bidrar også til at dette foreløpig ikke er noe aktuelt alternativ.

A. STASJONÆR FORBRENNING

II. Landbasert industri

Tiltak A-II-01: Økt andel biobrensel og energieffektivisering ved Leca Norges to fabrikker for lettklinkerproduksjon

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra as Norsk Leca av 07.09.99 (98/3580-55).

Beskrivelse av utslippskilden

Norsk Leca tar ut og foredler leire fra leirefelter i Rælingen og Borge. Leiren mates inn i en todelt roter ovn. I tørke ovnen varmes leiren gradvis opp og deles til partikler med riktig størrelsesfordeling før disse føres videre inn i brenn ovnen. Ved 1150-1200 °C ekspanderer leirepartiklene til lette aggregater. Energien til brennprosessen kommer fra forbrenning av kull, spillolje, sagflis og ulike bio oljer. Utslippene av karbondioksid er i hovedsak knyttet til brenselforbruket, kun en mindre del skyldes avspalting fra leiremineraler samt dolomitt som tilsettes som et reduksjonsmiddel i brenn ovnen. Bedriften anser det ikke mulig å foreslå tiltak som kan redusere utslippene som skyldes leire/dolomitt.

Nedenstående tabell viser utviklingen innen utslipp av CO_2 fra prosess og fyring med annet brensel enn biobrensel i årene 1990-2015 uten at ytterligere tiltak iverksettes. For prognosen er energifordelingen i 1999 brukt som basis, 20 % bio-, 32 % alternativt og 48 % fossilt brensel, og det er regnet med uendret energiforbruk pr produsert enhet.

Tabell A-II-01.1: *Utslippsoversikt uten at tiltak iverksettes*

År	**Produksjon** brutto m^3	**CO_2, prosess** tonn CO_2	**CO_2, direkte fyring** tonn CO_2	**Totale utslipp** tonn CO_2	kg/m^3
1990	478.000		51.524	51.524	108
1998	627.000		46.733	46.733	75
2000	730.000	3.000	48.400	51.400	70
2005	690.000	2.900	45.700	48.600	70
2010	800.000	3.300	53.000	56.300	70
2015	900.000	3.700	59.600	63.300	70

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Utslipp av CO_2 direkte relatert til forbrenning kan reduseres på to måter. Enten kan andelen fossilt/alternativt brensel reduseres, og andel biobrensel økes tilsvarende, eller så må det spesifikke energiforbruket (kcal/m^3) reduseres. Bedriften har utredet begge typer tiltak samt samlet for begge typer tiltak. Tiltaket knyttet til forbedret forbrenningseffektivitet gir årlige besparelser i energikostnader som ligger over beregnet årlig kapitalkostnad. Effekten av tiltaket er imidlertid isolert sett relativt beskjedent (ca. 4 ktonn CO_2 redusert i forhold til utslipp uten tiltak i år 2010). Vi har derfor valgt å se på tiltakene samlet, da dette gir større effekt og samtidig bedrer kostnadseffektiviteten i forhold til tiltak om økt andel biobrensel isolert sett.

Arbeidet med å erstatte fossilt brensel med alternative og/eller bioenergikilder har pågått i Norsk Leca siden 1994. Denne utprøvingen har til nå foregått i enkle provisoriske anlegg, og en større satsning på alternative og/eller bioenergikilder vil kreve omfattende investeringer i mottaks-, lagrings-, forbehandlings- og doseringsutstyr. Teknologien for dette er kjent og velprøvd.

Det spesifikke energiforbruket kan reduseres gjennom prosessforbedringer og nytt utstyr for mer effektiv forbrenning. Dette kan gjøres gjennom installering av mer energieffektive brennere og utvikling av mer effektive varmeoverføringssystemer i tørke-/brenn ovnen. Multibrenselbrennere for roter ovner er ny teknologi som bare har vært tilgjengelig i relativt kort tid, og det må påregnes store kostnader knyttet til videreutvikling/tilpassing av disse for bruk i lettklinkerproduksjonen.

Det spesifikke energiforbruket er også en funksjon av fuktigheten i produksjonsleiren. Denne fuktigheten kan variere til dels mye i et stort leirefelt, og er umulig å styre. Det er videre en nedre grense for hvor mye energi man må tilføre prosessen for i det hele tatt å få en ekspansjonsprosess. Det er derfor usikkert hvor stor netto reduksjon av CO_2-utslippene man får ved å iverksette tiltaket. I tabellen nedenfor er det gitt en prognose for utslippsutviklingen for de to tiltakene samlet.

Tabell A-II-01.2: *Effekter av forbedret energiutnyttelse og endringer i energimiks*

	2000	**2005**	**2010**	**2015**
Bruttoproduksjon, m^3	730.000	690.000	800.000	900.000
Energieffektivisering, %	0	4,5	9	11
Fossil andel, %	50	40	30	20
Alternativ andel, %	30	30	35	40
Biobrensel andel, %	20	30	35	40
CO_2-prosess, tonn	3.000	2.900	3.300	3.700
CO_2-forbrenning, tonn	48.400	38.400	38.900	38.600
CO_2-total, tonn	**51.400**	**41.300**	**42.200**	**42.300**
CO_2- spesifikt, kg/m^3	70	60	53	47
Endring mot 1990, tonn	**-146**	**-10.200**	**-9.300**	**- 9.200**
Endring mot 1990, kg/m^3	- 38	- 48	- 55	- 61

Se tabell A-II- 01.3 for kvantitative beregninger basert på at begge de aktuelle tiltak gjennomføres.

Tabell A-II-01.3: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	**2010**	**2015**	**Full effekt**
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	49	56	63	63
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	46	53	60	60
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2)	7	15	21	21
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2-ekvivalenter)	7	15	21	21

Kostnader

I tabellen nedenfor er det gitt en sammenstilling av de totale investeringskostnadene ved gjennomføring av begge tiltakene.

Tabell A-II-01.4: *Total investeringsramme for klimagasstiltak i Norsk Leca (Tall i 1000 kr)*

	2000	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**Totalt**
Energifordeling	500	8.500	13.000	11.500	6.500	40.000
Energieffektivitet	200	2.200	4.000	2.000		8.400
Norsk Leca	**700**	**10.700**	**17.000**	**13.500**	**6.500**	**48.400**

Med de generelle forutsetninger om 20 års levetid og 7 % rente blir årlig kapitalkostnad kr. 4.568.500.

Endringene i driftskostnader ved gjennomføring av tiltakene vil trolig til en stor grad være knyttet til endringer i energikostnader. Disse utgjør i dag ca 17 kr/m^3. Bedriften har beregnet hvordan endringen i energifordeling vil påvirke driftskostnadene, men sier samtidig at noe av grunnlaget for denne beregning, nemlig prisutviklingen på de forskjellige brensler, er høyst usikkert. For år 2005 forventes energikostnadene å være 0,10 kr lavere per m^3 produsert, mens det for 2010 er tilsvarende 0,40 lavere og for 2015 anslagsvis 0,20 kr lavere.

Se tabellen nedenfor for kvantitative beregninger av kostnader basert på at begge de aktuelle tiltak gjennomføres.

Tabell *A-II-01.5:* Kostnader

	2005	**2010**	**2015**	**Full effekt**
Teknisk-økonomisk levetid				20 år
Merkostnad til investering (1000 NOK)	48.400			
Årlig kapitalkostnad (1000 NOK)	4.568	4.568	4.568	4.568
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-69	-320	-180	-180
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	4.500	4.250	4.400	4.400
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2)	615	280	210	210
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	615	280	210	210

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være krav til energiutnyttelsen satt i utslippstillatelse og/eller kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot bruk av fossile brensler.

Tiltak A-II-02: Overgang fra fyring med olje/spillolje til naturgass ved Verdalskalk AS.

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Verdalskalk av 03.09.99 (98/3580-52).

Beskrivelse av utslippskilden

Verdalskalk tar ut og foredler kalk fra kalksteinsforekomstene i Tromsdal i Verdal. Foredling av kalkstein til brentkalk og hydratkalk skjer i bedriftens anlegg på Hylla i Verdal. Produksjonen består i at kalkstein spaltes til kalsiumoksid (brentkalk) og karbondioksid ved tilførsel av energi. Denne tilførselen skjer i dag med spillolje og/eller fyringsolje som energibærer. Den kjemiske reaksjonen kan kort fremstilles som:

$CaCO_3$ (kalkstein) + varme → CaO (brentkalk) + CO_2

Utslipp av CO_2 skjer fra to kilder;
- CO_2 som direkte følge av kjemisk spalting av kalkstein
- CO_2 fra forbrenning av fossilt brennstoff (spillolje/olje)

Nedenstående tabell viser utviklingen i utslipp av CO_2 for perioden 1990-98.

Tabell A-II-02.1: *Utslippsutvikling – historisk*

År	Brentkalk-produksjon tonn	Spilloljeforbruk tonn	CO_2-utslipp, tonn		
			Prosess (kjemisk spalting)	Spillolje/olje	Totalt
1990	35 400	3186,0	26.200	10.100	36.300
1995	51 607	4590,6	38.100	14.500	52.600
1998	61 729	5272,9	45.600	17.900	63.500

Bedriften fremhever i sitt brev at dagens bedrift Verdalskalk ble dannet i 1991 med en helt annen plattform enn produksjonen på Hylla hadde før denne tid. Å ta utgangspunkt i 1990-tallene for CO_2-utslipp vil derfor etter bedriftens mening være urimelig ved at markedet de siste årene av 80-tallet var vesentlig svakere enn hva den har opplevd nå 10 år senere. Den hevder at produksjonsvolum for årene 1996-98 er langt mer realistiske utgangspunkt hvor anleggets kapasitet er utnyttet 80-95%.

Videre fremholder bedriften at en viktig forutsetning ved vurdering av CO_2 utslipp fra produksjon av brentkalk er graden av rekarbonatisering ved bruk av brentkalkproduktet i neste ledd. Størst vekst har brentkalk hatt innen fyllstoff til papirindustrien hvor produktet PCC (precipitated calsium carbonate) er meget sentralt. Kjemisk kan denne prosessen beskrives som følgende:

$CaO + H_2O \rightarrow Ca(OH)_2$
$Ca(OH)_2 + CO_2 \rightarrow CaCO_3$ (PCC)

Den samme mengde CO_2 som spaltes ut fra kalksteinen inngår i produksjon av PCC slik at vi faktisk har et nullregnskap hva angår spaltings-CO_2. Tilsvarende er også gjeldende i svært mange av de andre bruksområdene brentkalk blir benyttet. I 1998 gikk 50% av brentkalken til PCC-produksjon med 100% rekarbonatisering, og med ca 50% rekarbonatisering innenfor de øvrige bruksområdene blir det totalt ca 75% rekarbonatisering. Bedriften mener at det må være riktig å ikke se på brutto utslipp av spaltings-CO_2 som grunnlag for vurderingene av mulige tiltak for å redusere klimagassutslippet. For tiden fremover mener bedriften at følgende utvikling vil være realistisk å anta:

Tabell A-II-02.2: *Framskrivninger*

År	Kalkstein inn i produksjonen, tonn	Brentkalk-produksjon, tonn	CO_2-utslipp fra spaltings-prosessen, tonn	Forbruk av spillolje/fyrings olje, tonn	CO_2-utslipp fra forbrenning av olje, tonn.
2000	110.000	60.000	47.300	5.700	17.955
2005	209.000	110.000	89.870	10.450	32.175
2010	380.000	200.000	163.400	15.523	48.900
2015	380.000	200.000	163.400	15.523	48.900

Hele økningen i volum ventes å skje innen produksjon av brentkalk for PCC-formål hvor 100% rekarbonatisering foregår. Globalt sett vil altså økningen fra selve spaltingsprosessen bli et nullregnskap på klimagassutslippet. CO_2-utslipp fra brennstoffet er imidlertid reelt..

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Utslippet av CO_2 fra fyring med olje/spillolje kan reduseres ved overgang til bruk av gass som energibærer. Overgang til gass er betinget av at det bygges et varmekraftverk på Norske Skogs anlegg på Skogn, med gassrørledning innover Trondheimsfjorden som gjør gass også tilgjengelig for Verdalskalk.

Overgang til gass vil redusere CO_2-utslippet fra fyring med ca 30 %. Se tabell A-II-02.3 for kvantitative beregninger.

Tabell A-II-02.3: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	**2010**	**2015**	**Full effekt**
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	122	212	212	212
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	32	49	49	49
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	10	15	15	15
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	10	15	15	15

Kostnader

Bedriften har basert sine beregninger av kostnader på den ventede produksjon i 2000, 60.000 tonn brentkalk, som tilsvarer en kapasitetsutnyttelse på 90 %.

Tiltaket er som nevnt avhengig av at det etableres distribusjonsløsninger for naturgass, og bedriftens kalkyle er begrenset til antatt pris på naturgass og ombyggingskostnadene for bruk av gass på anlegget.

Ut fra signaler fra markedet finner bedriften det rimelig å anta at naturgass langt på vei vil kunne konkurrere med fossilt brennstoff i pris. Sammenlignet med spillolje antas en merkostnad på ca 10% som tilsvarer en årlig merkostnad på kr. 456.000. Håndtering av spillolje er imidlertid konfliktfylt, og besparelser i årlige håndteringskostnader antas å ligge på ca kr. 200.000 (ifølge bedriften uavhengig av volum). Netto økning i årlige driftskostnader vil således være ca kr. 265.000. I beregningene av kostnadseffektivitet for tiltaket er det forutsatt at økt energibehov ved planlagt økning i produksjon uten tiltaket vil måtte dekkes opp av fyringsolje. Dette innebærer at endringen i driftskostnader blir den samme for hele perioden frem til år 2015. Dersom økt oljeforbruk dekkes opp gjennom spillolje, vil økningen i driftskostnader gjøre at kostnadseffektiviteten av tiltaket vil øke til i størrelsesorden 90 kr/tonn CO_2 i år 2010.

Ombyggingskostnadene for bruk av naturgass er av ovnsleverandøren stipulert til ca kr.1,2 MNOK. Bedriften har videre oppgitt en forventet levetid på 10 år for investeringen. I analysen benyttes imidlertid de generelle forutsetninger om 20 års levetid og 7 % rente, noe som gir en årlig kapitalkostnad kr. 113.000.

Se tabell A-II-02.4 for kvantitative beregninger av kostnader.

Tabell A-II-02.4: *Kostnader*

	2005	**2010**	**2015**	**Full effekt**
Teknisk-økonomisk levetid				20 år
Merkostnad til investering (1000 NOK)	1.200			1.200
Årlige kapitalkostnad	113	113	113	113
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	265	265	265	265
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	378	378	378	378
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2)	38	25	25	25
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	38	25	25	25

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot bruk av fossile brensler.

Tiltak A-II-03: Energieffektivisering i sement ovn, Norcem Brevik

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Norcem av 06.09.99 (98/3580-54).

Beskrivelse av utslippskilden

Norcem har to fabrikker for produksjon av sement, beliggende i Brevik og Kjøpsvik.

Fremstillingen av sement består i hovedsak av bryting av kalkstein fra dagbrudd/gruve, nedknusing/maling av kalkstein og korreksjonsmaterialer til et fint råmel som brennes til klinker i sement ovn ved 1450^{o}C, og nedmaling av klinker og gips til ferdig sement. CO_2-utslippene oppstår ved at CO_2 avspaltes fra kalkstein ($CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$) under oppvarmingen i sement ovn (prosessutslipp), og ved den nødvendige forbrenning av fossile brensler, som kull, pet-coke, lettolje og diesel, for å få til denne avspaltingen (forbrenningsutslipp).

For å kunne fremstille de sementtyper som etterspørres på markedet, er det nødvendig med forskjellig sammensetning av råmaterialer for produksjonen. Det varierende innhold av kalkstein i råmeltypene er sammen med reguleringen av produksjonsmengde for klinker de eneste reelle mulighetene som finnes for å påvirke prosessutslippene av CO_2.

Gitt at sementtypene opprettholder sine markedsandeler i fremtiden, og at produksjonsnivået forblir uforandret, vil dette innebære samme nivå på prosessutslippene som i dag, der disse står for ca. 62% av de samlede CO_2-utslipp, slik som vist i Tabell A-II-03.1: .

Tabellen viser en oversikt over utslipp av CO_2 fra sementproduksjonen i Norge på 90-tallet, fordelt på utslipp fra kalsinering av råmaterialer og forbrenning av brensler.

Tabell A-II-03.1: *CO_2 utslipp på 90-tallet*

	Kalsinering *tonn CO_2*	**Forbrenning** *tonn CO_2*	**Totalt** *tonn CO_2*	**Kalsinering** %	**Forbrenning** %
1990	639 887	382 421	1 022 308	62,6	37,4
1995	875 394	507 043	1 382 437	63,3	36,7
1998	868 537	528 172	1 396 709	62,2	37,8

Norcem gjennomførte i perioden 1985 – 1992 en omfattende omstrukturering og effektivisering. I denne perioden var produksjonskapasiteten kraftig redusert, og det var nødvendig med import av klinker for å tilfredsstille etterspørselen etter sement i Norge. Før omstillingen hadde Norcem årlige utslipp på over 2 mill. tonn CO_2. I dagens produksjonsstruktur vil de totale utslippene være ca 1,5 mill. tonn CO_2 ved full kapasitetsutnyttelse.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Norcem jobber kontinuerlig med prosessoptimalisering, noe som har medført at utslippene per produsert enhet i dag er vesentlig lavere enn tidligere. Gjennom ytterligere prosessoptimalisering antar Norcem at de totale utslippene kan reduseres med i størrelsesorden 50 ktonn CO2. Nødvendige tiltak er forbedret prosesstyring og muligens ombygging av hovedkomponenter i ovns systemet.

Et eksempel er utskifting av klinkerkjøler på ovn 6 i Brevik, som vil kunne gi en økt energieffektivitet tilsvarende en reduksjon i utslipp av CO_2 på mellom 10 – 16 ktonn. I beregningene har vi benyttet 13 ktonn CO_2-reduskjon. Se tabell A-II-03.2 for kvantitative beregninger.

*Tabell **A-II-03.2:** Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	1.400	1.400	1.400	1.400
Andel av ventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	530	530	530	530
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	13	13	13	13
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	13	13	13	13

Kostnader

Investeringskostnaden for utskifting av klinkerkjøleren er oppgitt å være i størrelsesorden 60 MNOK. Norcem har beregnet årlig kapitalkostnad basert på 10 års levetid og 8 % rente. I vår beregninger har vi benyttet 20 års levetid og 7 % rente, som gir en annuitetsfaktor på 0,09439. (Dersom reell levetid er 10 år for utstyret, kan det argumenteres med at Norcem uansett må skifte kjøleren i perioden frem mot år 2010, og at investeringen da ikke kan sies å være en mer investering for å redusere utslipp av CO_2, men en normal modernisering og oppdatering av anlegg til ny teknologi).

Tiltaket gir redusert behov for forbruk av kull, tilsvarende en redusert årlig driftskostnad på mellom 1,2 – 2,0 MNOK. I beregningene har vi valgt å benytte 1,6 MNOK.

Se tabell A-II-03.3 for kvantitative beregninger.

***Tabell A-II-03.3:** Kostnader*

	2005	2010	2015	Full effekt
Teknisk-økonomisk levetid				20 år
Merkostnad til investering (1000 NOK)		60.000		60.000
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	5.700	5.700	5.700	5.700
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-1.600	-1.600	-1.600	-1.600
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	4.100	4.100	4.100	4.100
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2)	315	315	315	315
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	315	315	315	315

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot bruk av kull/petrolkoks.

Tiltak A-II-04 : Økt bruk av alternative brensler i sementproduksjon

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Norcem av 06.09.99 (98/3580-54). Innhentede data gav ikke tilstrekkelig informasjon til kvantifisering i 2010.

Beskrivelse av utslippskilden

Norcem har to fabrikker for produksjon av sement, beliggende i Brevik og Kjøpsvik.

Fremstillingen av sement består i hovedsak av bryting av kalkstein fra dagbrudd/gruve, nedknusing/maling av kalkstein og korreksjonsmaterialer til et fint råmel som brennes til klinker i sement ovn ved 1450^{o}C, og nedmaling av klinker og gips til ferdig sement. CO_2-utslippene oppstår ved at CO_2 avspaltes fra kalkstein ($CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$) under oppvarmingen i sement ovn (prosessutslipp), og ved den nødvendige forbrenning av fossile brensler, som kull, pet-coke, lettolje og diesel, for å få til denne avspaltingen (forbrenningsutslipp).

For å kunne fremstille de sementtyper som etterspørres på markedet, er det nødvendig med forskjellig sammensetning av råmaterialer for produksjonen. Det varierende innhold av kalkstein i råmeltypene er sammen med reguleringen av produksjonsmengde for klinker de eneste reelle mulighetene som finnes for å påvirke prosessutslippene av CO_2.

Gitt at sementtypene opprettholder sine markedsandeler i fremtiden, og at produksjonsnivået forblir uforandret, vil dette innebære samme nivå på prosessutslippene som i dag, der disse står for ca. 62% av de samlede CO_2-utslipp, slik som vist i Tabell A-II-04.1.

Tabellen viser en oversikt over utslipp av CO_2 fra sementproduksjonen i Norge på 90-tallet, fordelt på utslipp fra kalsinering av råmaterialer og forbrenning av brensler.

Tabell A-II-04.1: *CO_2 utslipp på 90-tallet*

	Kalsinering *tonn CO_2*	**Forbrenning** *tonn CO_2*	**Totalt** *tonn CO_2*	**Kalsinering** %	**Forbrenning** %
1990	639 887	382 421	1 022 308	62,6	37,4
1995	875 394	507 043	1 382 437	63,3	36,7
1998	868 537	528 172	1 396 709	62,2	37,8

Norcem gjennomførte i perioden 1985 – 1992 en omfattende omstrukturering og effektivisering. I denne perioden var produksjonskapasiteten kraftig redusert, og det var nødvendig med import av klinker for å tilfredsstille etterspørselen etter sement i Norge. Før omstillingen hadde Norcem årlige utslipp på over 2 mill. tonn CO_2. I dagens produksjonsstruktur vil de totale utslippene være ca 1,5 mill. tonn CO_2 ved full kapasitetsutnyttelse.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Fossile brensler som kull, pet-coke, lettolje og diesel kan delvis erstattes ved utnyttelse av energien i industriavfall og restprodukter som ellers i en del tilfeller kunne havnet på deponier og i avfallsforbrenningsanlegg uten energiutnyttelse.

Norcem erstattet i 1998 i størrelsesorden 12% av sitt termiske energibehov med alternativt brensel. Målet er i løpet av år 2002 å ha erstattet 50% av kull/pet-coke. Forutsetningen for å nå dette mål er at alternative brensler har en konkurransedyktig pris sammenliknet med kull/pet-coke, og at fabrikken oppfyller interne og eksterne krav knyttet til produksjons-forhold, produktkvaliteter og indre og ytre miljø.

De avfallstyper/brenselsblandinger som brukes i dag er:

- organisk spesialavfall
- kvernet restavfall og plast
- spillolje
- trekull (sikterest)
- avfallskull (sikterest).

Videre vurderes økt bruk av dekkmasse fra brukte bildekk. Dette vil kreve ombygging av ovnssystemet.

Etter planen vil Brevik-fabrikken i 2002 ha kapasitet til mottak av 100.000 tonn avfalls-brensler i året. Dette tilsvarer en erstatning av ca. 60.000 tonn fossile brensler pr. år og en reduksjon av CO_2-utlipp på ca. 150.000 tonn/år forutsatt at de alternative brenslene betraktes som "CO_2-nøytrale". Dette tilsvarer ca. 12% i forhold til forventede totale utslipp og ca. 25% av utslippene knyttet til termisk energi, dvs. fra kull/pet-coke.

Tabell A-II-04.2. *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	1.400
Andel av ventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	530
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	(120)

Kostnader

De samlede investeringer ved Brevik-fabrikken knyttet til mottaks- og innmatingsutstyr fra 1987 frem til det nye anlegget står ferdig våren år 2000, vil være ca 65 mill. kr. (i 1999-kroner). Investeringene fordeler seg med 9 mill. kr. i 1987, 6 mill. kr. i 1994-95 og 50 mill. kr. i perioden 1996-2000. I tillegg kommer investering i nye filtre som ble ferdigstilt ved årsskiftet 1998/99. Denne oppgraderingen som var en forutsetning for økt bruk av alternativt brensel, kostet i underkant av 70 mill. kr..

Samlede investeringer i Kjøpsvik har hittil vært 7 mill. kr., hvorav 5 mill. kr. knyttet til inn-matingsanlegg for FAB-anlegget (Foredlet Avfalls Brensel) (1997-98) og 2 mill. kr til anleg-get for innmating av avfallskull/trekull (ferdigstilles denne høsten).

Utstyret knyttet til mottak/innmating av fast brensel forventes å ha en levetid på 10 – 15 år før større utskiftinger blir nødvendig.

Driftskostnadene vil øke noe ved bruk av alternativt brensel (kull/pet-coke vil fortsatt være primært brensel) i og med at det blir en tilleggsaktivitet. De største postene er økt bemanning, økt vedlikehold og noe økt energi (elektrisitet).

En beregning av kostnadene pr. tonn CO_2 vil i denne sammenheng være vanskelig. Kostnadsbildet for andre alternative brensler enn spesialavfall er usikkert. For å oppnå er erstatning pr. år med 100.000 tonn kvernet restavfall vil investeringene ligge i størrelsesorden 70 – 90 mill.kr. (inkludert de 50 mill. kr nevnt foran). En forventet levetid på 15 år og 8% rente gir en årlig kostnad ekskl. drift på ca. 8 - 10,5 mill. kr.

Et energiinnhold tilsvarende 50% av kull vil bety en reduksjon i kullforbruket på 50.000 tonn, eller 120.000 tonn CO_2. Kapitalkostnaden ved en slik omlegging vil dermed utgjøre 70 – 90 kr/tonn CO_2.

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot bruk av kull/petrolkoks. Også regulering og virkemidler rettet mot avfall kan påvirke tiltaket.

Tiltak A-II-05: Installasjon av varmepumpe ved Statoil Kårstø

Basert på innhentede data og opplysninger fra Statoil ved brev av 01.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Utslipp av klimagasser ved Kårstø er hovedsakelig CO_2–utslipp fra fyring og fakling, jf tabell nedenfor.

Tabell A-II-05.1: Utslipp av CO2 (ktonn/år)

Utslipps-kilder	**1990**	**1998**	**2010**	**2015**
Fyr gass	313	617	910	
Fakling	17	33	41	
Sum	330	650	951	1.065

I tillegg oppgis diffuse utslipp av metan (CH_4), tilsvarende 11 ktonn CO_2-ekv. i 1998 og forventet 15 ktonn CO_2-ekv. i 2010.

Installasjon av varmepumpe påvirker kun utslipp fra brenning av fyr gass.

Kilden er her definert som totalt klimagassutslipp ved Kårstø.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Tiltaket går ut på å installere varmepumpe mellom koker og kondensator på butansplittskolonnene. Dette vil medføre redusert forbruk av fyr gass. Varmepumpene krever elektrisk kraft.

Tiltaket krever installasjon av tre nye kompressorer, tre nye varmevekslere og utbygging av tre substasjoner.

Forventet utslippsreduksjon ved tiltaket er oppgitt av Statoil til å være 13,6 tonn/time når en ikke tar hensyn til økte utslipp som følge av import av strøm til drift av varmepumpe. Per år (350 driftsdøgn) gir dette en utslippsreduksjon på ca 114 ktonn CO_2, dvs. ca 12% av utslippet fra brenning av fyr gass i 2010. Vi forventer lik fordeling mellom CO_2 –utslipp fra fyr gass og fakling i 2015 som i 2010. Se tabell A-II-05.2 for kvantitative beregninger.

Tabell A-II-05.2. *Utslippsreduksjoner av klimagasser*

	2010	**2015**
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2-ekv.)	951	
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2-ekv.)	910	1.017
Utslippsreduksjon som følge av tiltaket (ktonn CO_2-ekv.)	114	122

Kostnader

Det er antatt 20 års avskrivningstid, 7%, annuitetsfaktor 0,09439.

Investeringskostnadene er av Statoil satt til 250 MNOK. Driftskostnadene øker med 0,5 MNOK årlig som følge av drift av varmepumpene og økt vedlikehold. Statoil har ikke beregnet gevinsten ved redusert forbruk av fyr gass slik at den er satt lik null. Reell kostnadseffektivitet for tiltaket vil derfor være lavere enn her beregnet. Se tabell A-II-05.3 for beregning av kostnader.

Tabell A-II-05.3: *Kostnader*

	2010	**2015**
Teknisk – økonomisk levetid	20 år	
Merkostnad til investering (1000 NOK)	250.000	250.000
Årlig kapitalkostnader (1000 NOK)	23.600	23.600
Økte årlige driftskostnader (1000 NOK)	500	500
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	24.100	24.100
Kostnadseffektivitet (NOK/tonn CO_2-ekvivalenter)	210	200

Virkemidler

Aktuelle virkemidler er konsesjonsbetingelser i hht. F-loven og kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot klimagassutslipp.

Tiltak A-II-06: Varmeveksling rikgass med salgsgass ved Statoil Kårstø

Basert på innhentede data og opplysninger fra Statoil ved brev av 01.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Utslipp av klimagasser ved Kårstø er hovedsakelig CO_2–utslipp fra fyring og fakling, jf tabell nedenfor.

Tabell A-II-06.1: *Utslipp av CO2 (ktonn/år)*

Utslipps-kilder	**1990**	**1998**	**2010**	**2015**
Fyr gass	313	617	910	
Fakling	17	33	41	
Sum	330	650	951	1.065

I tillegg oppgis diffuse utslipp av metan (CH_4), tilsvarende 11 ktonn CO_2-ekv. i 1998 og forventet 15 ktonn CO_2-ekv. i 2010.

Tiltaket påvirker kun utslipp fra brenning av fyr gass.

Kilden er her definert som totalt klimagassutslipp ved Kårstø.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Salgsgassen fra Statpipe trenger nedkjøling samtidig som rikgassen fra Statpipe trenger oppvarming. I dag blir det brukt lavtrykksdamp til oppvarming av rikgassen. Tiltaket går ut på å varmeveksle salgsgass-strømmen med rikgass-strømmen. Dette vil medføre redusert forbruk av fyrgass.

Tiltaket krever installasjon av ny varmeveksler, rør, ventiler og reguleringsutstyr.

Forventet utslippsreduksjon ved tiltaket er oppgitt av Statoil til å være 3 tonn/time. Per år (350 driftsdøgn) gir dette en utslippsreduksjon på ca 25 ktonn CO_2, tilsvarende i underkant av 3 % av utslippet fra brenning av fyrgass i 2010. Vi forventer lik fordeling mellom CO_2 –utslipp fra fyrgass og fakling i 2015 som i 2010. Se tabell A-II-06.2.

Tabell A-II-06.2: *Utslippsreduksjoner av klimagasser*

	2010	**2015**
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2-ekv.)	951	
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2-ekv.)	910	1.017
Utslippsreduksjon som følge av tiltaket (ktonn CO_2-ekv.)	25	28

Kostnader

Det er antatt 20 års avskrivningstid, 7%, annuitetsfaktor 0,09439.

Investeringskostnadene er av Statoil satt til 75 MNOK. Statoil har ikke beregnet gevinsten ved redusert forbruk av fyrgass slik at den er satt lik null. Reell kostnadseffektivitet for tiltaket vil derfor være lavere enn her beregnet. Se tabell A-II-06.3 for beregning av kostnader.

Tabell A-II-06.3: *Kostnader*

	2010	**2015**
Teknisk – økonomisk levetid	20 år	
Merkostnad til investering (1000 NOK)	75.000	75.000
Årlig kapitalkostnader (1000 NOK)	7.080	7.080
Økte årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	7.080	7.080
Kostnadseffektivitet (NOK/tonn CO_2-ekvivalenter)	280	250

Virkemidler

Aktuelle virkemidler er konsesjonsbetingelser i hht. F-loven og kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot klimagassutslipp.

Tiltak A-II-07: Energieffektivisering ved Statoils oljeraffineri på Mongstad

Basert på innhentede data og opplysninger fra Statoil ved brev av 01.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Utredningen tar utgangspunkt i dagens raffineri, slik det foreligger høsten 1999 når Vestprosess (NGL-fraksjoneringsanlegg) er startet opp. Fremtidig situasjon er basert på utviklingsscenarier av raffineriet, hvor fremtidige krav til produktkvalitet og anlegg for å utnytte de forretningsmuligheter som ligger i Mongstads nærhet til olje- og gassfeltene i Nordsjøen, vil være utgangspunktet.

Dersom det ikke identifiseres økonomisk akseptable tiltak for å redusere CO_2-utslippet i raffineriet, vil utslippet ifølge bedriften kunne øke i tiden fremover ut fra følgende:

- økt gjennomstrømning
- nye prosessanlegg for å møte fremtidige produktkvalitetskrav
- andre nye prosessanlegg for å øke lønnsomheten i raffineriet

Tabell A-II-07.1: *Utslippsoversikt (i dag og fremtidig uten spesifikke rensetiltak) (kt CO_2/år)*

Utslippskilder	***1990*** [1)]	***1998*** [1)]	***2000*** [1)]	***2005*** [2) 3)]	***2010*** [3)]	***2015***
Krakker	700	850	900	900	900	900
Råolje/Koksanlegg	420	300	375	400	400	400
Kalsineringsovn	30	50	50	50	50	50
Fakkel	50	50	50	~ 0 [2)]	~ 0	~ 0
Andre kilder	100	150	175	250	450	450
Sum	1.300	1.400 [4)]	1.550	1.600	1.800	1.800

1) Økningen i CO_2-utslippet fra år 1990 til 2000 skyldes overveiende økning i råolje- og krakker gjennomstrømning

2) Det er forutsatt at energibehovet for å møte år 2005 produktkvalitetskravet, kan dekkes gjennom energieffektiviseringstiltak innenfor eksisterende raffineri ved å utnytte energikildene fyrgass og damp. Dette inkluderer fakkelgasskompressor for å gjenvinne lekkasjegass/ spylegass til fakkel, indikert med 0-utslipp.

3) Økningen i CO_2-utslippet fra år 2005 til 2010 (andre kilder) er basert på videre utviklingsscenarier på råstoffsiden som prosessering av ustabilisert råolje.

4) Statoil har oppgitt 1270 ktonn i sin redegjørelse av 01.09.99, side 1, og i egenkontrollrapport til SFT for 1998.

Utslipp av metan (CH_4) er ikke inkludert i totalutslippet.

I tiltaksutredningene for Mongstad er kilden definert som summen av utslippene.

Alle ovnene i raffineriet fyres med gass (fyrgass). Overskudd av fyrgass går til fakkel (fakles). Mongstad-raffineriet er etter oppstart av Vestprosess 1 i en balansesituasjon når det gjelder produksjon og forbruk av fyrgass. All effektivisering på energisiden som medfører redusert damp og fyrgassforbruk, vil derfor føre til økt overskudd av fyrgass.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Bedriften har hittil identifisert tiltak på energieffektiviseringssiden som totalt kan gi 7-8 tonn/time fyrgass inkl. gjenvunnet fakkelgass. Tiltakene omfatter

- forvarming av luft til ovner
- forvarming av matevann til dampproduksjon
- fakkelgassgjenvinning

- ”power recovery” for å utnytte energien i røykgass fra krakker

Tiltakets effekt i forhold til bedriftens samlede utslipp av CO_2, er estimert/beregnet til 7-13 %. SFT har benyttet 10 %, jf tabell 1 for kvantitative beregninger. Tiltaket påvirker og reduserer også utslipp av andre forbrenningskomponenter som NO_x, SO_2, støv og CO. Se tabell A-II-07.2. for kvantitativ beregning.

Tabell A-II-07.2: *Utslippsreduksjoner av klimagasser*

	2005	**2010**	**2015**
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	1.600	1.800	1.800
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	1.600	1.800	1.800
Utslippsreduksjon som følge av tiltaket (ktonn CO_2)	160	180	180

Kostnader

Det er antatt 20 års avskrivningstid, 7%, annuitetsfaktor 0,09439.

Kostnadene ved å gjennomføre disse tiltakene er av bedriften beregnet til 400-500 MNOK. SFT har i de videre beregninger brukt 450 MNOK i investeringskostnader.

Redusert fyrgassbehov innebærer normalt en gevinst i form av reduserte energikostnader. Bedriften kan ikke anvende gjenvunnet fyrgass direkte, men må investere i utstyr for utnyttelse av fyrgassen. Dette kan gjelde tilleggsinvesteringer som omfatter løsninger som el-produksjon, eksport av gass til oppvarmingsformål, gjenvinning av komponenter fra fyrgass etc. Økonomien i en slik utnyttelse er usikker og har i følge Statoil dårlig lønnsomhet. I beregningene er derfor gevinsten ved redusert fyrgassbehov satt lik null.

Se tabell A-II-07.3. for kvantitativ beregning av kostnader.

Tabell A-II-07.3: *Kostnader*

	2005	**2010**	**2015**
Teknisk – økonomisk levetid		20 år	
Merkostnad til investering (1000 NOK)	450.000	450.000	450.000
Årlig kapitalkostnader (1000 NOK)	42.500	42.500	42.500
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	42.500	42.500	42.500
Kostnadseffektivitet (NOK/tonn CO_2-ekvivalenter)	265	235	235

Virkemidler

Aktuelle virkemidler er konsesjonsbetingelser i hht. F-loven og kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot klimagassutslipp.

Tiltak A-II-08: Fjerning av CO_2 fra avgass ved sjøvannsvasking ved Statoils oljeraffineri på Mongstad

Basert på innhentede data og opplysninger fra Statoil ved brev av 01.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Utredningen tar utgangspunkt i dagens raffineri, slik det foreligger høsten 1999 når Vestprosess (NGL-fraksjoneringsanlegg) er startet opp. Fremtidig situasjon er basert på utviklingsscenarier av raffineriet, hvor fremtidige krav til produktkvalitet og anlegg for å utnytte de forretningsmuligheter som ligger i Mongstads nærhet til olje- og gassfeltene i Nordsjøen, vil være utgangspunktet.

Dersom det ikke identifiseres økonomisk akseptable tiltak for å redusere CO_2-utslippet i raffineriet, vil utslippet ifølge bedriften kunne øke i tiden fremover ut fra følgende:

- økt gjennomstrømning
- nye prosessanlegg for å møte fremtidige produktkvalitetskrav
- andre nye prosessanlegg for å øke lønnsomheten i raffineriet

Tabell A-II-08.1: *Utslippsoversikt (i dag og fremtidig uten spesifikke rensetiltak) (kt CO_2/år)*

Utslippskilder	***1990*** [1)]	***1998*** [1)]	***2000*** [1)]	***2005*** [2) 3)]	***2010*** [3)]	***2015***
Krakker	700	850	900	900	900	900
Råolje/Koksanlegg	420	300	375	400	400	400
Kalsineringsovn	30	50	50	50	50	50
Fakkel	50	50	50	~ 0 [2)]	~ 0	~ 0
Andre kilder	100	150	175	250	450	450
Sum	1.300	1.400 [4)]	1.550	1.600	1.800	1.800

1) Økningen i CO_2-utslippet fra år 1990 til 2000 skyldes overveiende økning i råolje- og krakker gjennomstrømning

1) Det er forutsatt at energibehovet for å møte år 2005 produktkvalitetskravet, kan dekkes gjennom energieffektiviseringstiltak innenfor eksisterende raffineri ved å utnytte energikildene fyrgass og damp. Dette inkluderer fakkelgasskompressor for å gjenvinne lekkasjegass/ spylegass til fakkel, indikert med 0-utslipp.

2) Økningen i CO_2-utslippet fra år 2005 til 2010 (andre kilder) er basert på videre utviklingsscenarier på råstoffsiden som prosessering av ustabilisert råolje.

3) Statoil har oppgitt 1270 ktonn i sin redegjørelse av 01.09.99, side 1, og i egenkontrollrapport til SFT for 1998.

Utslipp av metan (CH_4) er ikke inkludert i totalutslippet.

I tiltaksutredningene for Mongstad er kilden definert som summen av utslippene.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Tiltaket omfatter kun sjøvannsvasking i tilknytning til utslipp fra krakkeranlegget. I Statoils CO_2-program er det i tillegg til aminabsorpsjon også sett på absorpsjon av CO_2 i sjøvann.

Fjerning av CO_2 ved sjøvannsvasking er bla energikrevende. Konseptstudie utført i forbindelse med Statoils CO_2-program, har anslått energiforbruket i forbindelse med sjøvannsvasking av utslippet fra krakkeren på Mongstad til å være 0,45 MW pr tonn CO_2

fjernet. Bedriften har på bakgrunn av dette anslått det totale energiforbruket til å være 16,5 MW ved fjerning av 35 % CO_2 i røykgassen fra krakker. SFT har på bakgrunn av bedriftens beregninger lagt til grunn ca 35 % reduksjon av CO_2-utslippet fra krakkeranlegget.

Det gjenstår også i følge bedriften å avklare om sjøvannslagring av CO_2 er miljømessig akseptabel. Se tabell A-II-08.2 for kvantitativ beregning.

Tabell A-II-08.2: *Utslippsreduksjoner av klimagasser*

	2005	2010	2015
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	1.600	1.800	1.800
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	900	900	900
Utslippsreduksjon som følge av tiltaket (ktonn CO_2)	315	315	315

Kostnader

Det er antatt 20 års avskrivningstid, 7%, annuitetsfaktor 0,09439.

Foreløpige vurderinger viser at denne teknologien vil kreve store investeringer. Av bedriften er disse anslått å være > 500 MNOK. Vi har i beregningen benyttet 500 MNOK i investeringskostnader.

En vesentlig del av driftskostnadene vil være el-forbruk. Bedriften har antatt en strømpris på 0,20 NOK/kWh i år 2005, som med 350 driftsdøgn per år gir økte årlige driftskostnader rundt 28 MNOK. Totalt har bedriften angitt forventede økte driftskostnader på 55 MNOK per år, uten at det er spesifisert hvilke kostnader dette er i tillegg til økte strømutgifter. Beregnes kostnadseffektivitet økte strømutgifter som eneste endring i driftsutgifter, gir tiltaket en kostnadseffektivitet på ca. 240 kr/tonn CO_2. Se tabell A-II-08.3 for kvantitativ beregning av kostnader.

Tabell A-II-08.3: *Kostnader*

	2005	2010	2015
Teknisk – økonomisk levetid		20 år	
Merkostnad til investering (1000 NOK)	500.000	500.000	500.000
Årlig kapitalkostnader (1000 NOK)	47.200	47.200	47.200
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	55.000	55.000	55.000
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	102.200	102.200	102.200
Kostnadseffektivitet (NOK/tonn CO_2-ekvivalenter)	325	325	325

Virkemidler

Aktuelle virkemidler er konsesjonsbetingelser i hht. F-loven og kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot klimagassutslipp.

Tiltak A-II-09: Redusert produksjon av koks i krakker ved Statoils oljeraffineri på Mongstad

Basert på innhentede data og opplysninger fra Statoil ved brev av 01.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Utredningen tar utgangspunkt i dagens raffineri, slik det foreligger høsten 1999 når Vestprosess (NGL-fraksjoneringsanlegg) er startet opp. Fremtidig situasjon er basert på utviklingsscenarier av raffineriet, hvor fremtidige krav til produktkvalitet og anlegg for å utnytte de forretningsmuligheter som ligger i Mongstads nærhet til olje- og gassfeltene i Nordsjøen, vil være utgangspunktet.

Dersom det ikke identifiseres økonomisk akseptable tiltak for å redusere CO_2-utslippet i raffineriet, vil utslippet ifølge bedriften kunne øke i tiden fremover ut fra følgende:

- økt gjennomstrømning
- nye prosessanlegg for å møte fremtidige produktkvalitetskrav
- andre nye prosessanlegg for å øke lønnsomheten i raffineriet

Tabell A-II-09.1: *Utslippsoversikt (i dag og fremtidig uten spesifikke rensetiltak) (kt CO_2/år)*

Utslippskilder	***1990*** [1)]	***1998*** [1)]	***2000*** [1)]	***2005*** [2) 3)]	***2010*** [3)]	***2015***
Krakker	700	850	900	900	900	900
Råolje/Koksanlegg	420	300	375	400	400	400
Kalsineringsovn	30	50	50	50	50	50
Fakkel	50	50	50	~ 0 [2)]	~ 0	~ 0
Andre kilder	100	150	175	250	450	450
Sum	1.300	1.400 [4)]	1.550	1.600	1.800	1.800

1) Økningen i CO_2-utslippet fra år 1990 til 2000 skyldes overveiende økning i råolje- og krakker gjennomstrømning

2) Det er forutsatt at energibehovet for å møte år 2005 produktkvalitetskravet, kan dekkes gjennom energieffektiviseringstiltak innenfor eksisterende raffineri ved å utnytte energikildene fyrgass og damp. Dette inkluderer fakkelgasskompressor for å gjenvinne lekkasjegass/ spylegass til fakkel, indikert med 0-utslipp.

3) Økningen i CO_2-utslippet fra år 2005 til 2010 (andre kilder) er basert på videre utviklingsscenarier på råstoffsiden som prosessering av ustabilisert råolje.

4) Statoil har oppgitt 1270 ktonn i sin redegjørelse av 01.09.99, side 1, og i egenkontrollrapport til SFT for 1998.

Utslipp av metan (CH_4) er ikke inkludert i totalutslippet.

I tiltaksutredningene for Mongstad er kilden definert som summen av utslippene.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Tiltaket omfatter kun krakkeranlegget. Krakkeranlegget er den store CO_2-produsenten i raffineriet med ca. 60% av totalutslippet. CO_2-utslippet skyldes avbrenning av koksbelegg på katalysatoren. Krakkeren på Mongstad er en tungoljekrakker, og den vil derfor produsere mer koks enn konvensjonelle gassoljekrakkere.

I 1990 var utslippet av CO_2 fra krakkeren 700.000 tonn og det er forventet å øke til 900.000 tonn i 2005, 2010 og 2015, jf. tabellen ovenfor.

For å få til en større reduksjon av CO_2-utslippet, må anlegget bygges om til å ta lettere føde. Dette vil kreve en større modifikasjon av anlegget pluss installasjon av vakuumdestillasjon i råoljeanlegget. Overskudd av tungolje som ikke kan tas inn i krakker, må enten selges eller gå til koksproduksjon.

Teoretisk sett skal det ifølge bedriften være mulig å redusere utslippet av CO_2 fra krakkeren med 20 til 30 % ved å gå over til lettere føde som vakuumgassolje. Dette tilsvarer en reduksjon i totalutslippet fra raffineriet med 10 til 20 %. SFT har på bakgrunn av bedriftens beregninger lagt til grunn 25 % reduksjon av CO_2-utslippet fra krakkeranlegget.

Tiltaket påvirker og reduserer også utslipp av andre forbrenningskomponenter som NO_x, SO_2, støv og CO. Se tabell A-II-09.2 for kvantitativ beregning.

Tabell A-II-09.2: *Utslippsreduksjoner av klimagasser*

	2005	2010	2015
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	1.600	1.800	1.800
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	900	900	900
Utslippsreduksjon som følge av tiltaket (ktonn CO_2)	270	270	270

Kostnader

Det er antatt 20 års avskrivningstid, 7%, annuitetsfaktor 0,09439.

Den tekniske siden av konseptet er ifølge bedriften ikke avklart, og inntil en gjennomregning foreligger vil ikke bedriften kunne si noe om tiltakskostnader i NOK/tonn CO_2 fjernet, men investeringen anslås til å være i milliardklassen (> 2000 MNOK). Bedriften påpeker videre at i tillegg vil nyanlegg sannsynligvis kunne medføre nye CO_2-utslipp som igjen reduserer verdien av det opprinnelig formålet. Vi har i beregningene lagt til grunn 2000 MNOK i investeringskostnader. Se tabell A-II-09.3 for kvantitativ beregning av kostnader.

Tabell A-II-09.3: *Kostnader*

	2005	2010	2015
Teknisk – økonomisk levetid		20 år	
Merkostnad til investering (1000 NOK)	2.000.000	2.000.000	2.000.000
Årlig kapitalkostnader (1000 NOK)	188.800	188.800	188.800
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	188.800	188.800	188.800
Kostnadseffektivitet (NOK/tonn CO_2-ekvivalenter)	700	700	700

Virkemidler

Aktuelle virkemidler er konsesjonsbetingelser i hht. F-loven og kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot klimagassutslipp.

Tiltak A-II-10: Bygging av biokjel ved Peterson Linerboard, Moss

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Peterson Linerboard av 24.08.99 (98/3580-40).

Beskrivelse av utslippskilden

Bedriften er en treforedlingsbedrift som produserer papir basert på sulfatmasse og returfiber. Utslippene av klimagasser er knyttet til utslipp fra fyring. All dampproduksjon er basert på olje og svartlut, som er en form for biobrensel. Dataene om CO_2-utslipp er således direkte knyttet til bedriftens oljeforbruk.

Bransjen betaler i dag halv CO_2-avgift på sitt oljeforbruk.

Utslippet av CO_2 er beregnet til 30 ktonn i 1990, som sum av fyring i kjel og direkte i prosess. Lav el-pris dette året gjorde at elektrokjel ble benyttet i større grad enn ”normalt”. Uten bruk av elektrokjel ville utslippet vært 53 ktonn. I 1998 er utslippet rapportert til 90 ktonn. Pga. forventet økning i produksjonen forventes utslippet, uten tiltak, å øke til nærmere 117 ktonn i 2010.

Uten tiltak forventes utslippet fremover å ligge på ca. 43.500 tonn CO_2 - fordelt på 42.000 tonn fra fyring og ca. 1.500 tonn fra fyrkjeler/tørke.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Bedriften produserer ulike typer bio-avfall. Dette avfallet går i dag til energigjenvinning i anlegg utenfor bedriften, med unntak av avfall fra renseanlegget i papirmaskin 5 som deponeres. Behandles alt bio-avfallet fra bedriften i et internt energigjenvinningsanlegg (bio-kjel), vil en kunne produsere 60 GWh/år i form av damp til eget forbruk. Dette tilsvarer en besparelse på ca. 5.400 tonn olje, som igjen gir en reduksjon i utslipp av CO_2 fra olje på ca. 17 ktonn/år.

Det meste av bio-avfallet fra bedriften benyttes allerede til energigjenvinning. Tiltaket vil derfor ikke totalt sett ha en utslippsreduserende effekt som beskrevet her dersom energigjenvinningen eksternt må erstattes gjennom økt oljeforbruk eller el-forbruk basert på fossile brensler.

Tiltaket vil også medføre reduksjoner i utslipp av SO_2 og NOx, som av bedriften er beregnet til ca. 75 tonn/år for SO_2 og ca. 25 tonn/år for NOx. Se tabell A-II-10.1 og 10.2 for kvantitative beregninger.

Tabell A-II-10.1: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2020	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	113	117	117	117
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	113	117	117	117
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	17	17	17	17
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	17	17	17	17

Tabell A-II-10.2: *Utslippsreduksjoner av andre gasser*

	2005	2010	2020	Full effekt
Nitrogenoksider - NOx - reduksjon i tonn	25	25	25	25
Partikler/svevestøv - PM10 - reduksjon i tonn				
Svoveldioksid (SO2) - reduksjon i tonn	75	75	75	75

Kostnader

For tiltak er det antatt 20 års avskrivningstid og 7% rente, som gir annuitetsfaktor 0,09439.

Bedriften oppgir en forventet investeringskostnad for tiltaket på ca. 90 MNOK.

Endringer i driftskostnader er beregnet basert på besparelse i innkjøp av fyringsolje og reduserte deponikostnader. I tillegg er det regnet inn økte vedlikeholdskostnader. I beregningene er det benyttet oppgitt oljepris eksl. CO_2-avgift, som gir en besparelse i driftskostnader på ca. 4,7 MNOK pr år. Deponikostnaden er oppgitt til 900 NOK pr tonn avfall, som gir en besparelse på ca. 2,6 MNOK pr år. Økte vedlikeholdskostnader er anslått til 0,9 MNOK pr år. Samlet gir dette en besparelse i driftskostnader på ca. 6,4 MNOK pr år.

I kostnadsberegningene er det ikke tatt inn behov for økt bemanning knyttet til anlegget. Det er videre ikke tatt hensyn til besparelser knyttet til transport av avfall.

Se tabell A-II-103 for kvantitative beregninger av kostnader.

Tabell A-II-10.3: *Kostnader*

	2005	2010	2020	Full effekt
Teknisk-økonomisk levetid				20 år
Merkostnad til investering (1000 NOK)	90.000			90.000
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	8.500	8.500	8.500	8.500
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	- 6.400	- 6.400	- 6.400	- 6.400
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	2.100	2.100	2.100	2.100
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2)	125	125	125	125
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	125	125	125	125

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot bruk av fossile brensler eller el-bruk.

Tiltak A-II-11: Bygging av biokjel ved Hunsfos Fabrikker, Vennesla

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Cham Paper Group, Hunsfos, av 30.08.99 (98/3580-47).

Beskrivelse av utslippskilden

Hunsfos Fabrikker i Vennesla er en treforedlingsbedrift som produserer papir. Utslippene av klimagasser fra bedriften er knyttet til utslipp fra fyring med olje i kjel samt en mindre andel fra fyring med propan direkte i prosessen.

Bedriften forventer en vesentlig økning i produksjon fra dagens ca. 100.000 tonn pr år til ca. 230.000 tonn i 2015. Uten tiltak vil en slik økning medføre vesentlig økning i utslipp av CO_2, selv om utvidelsen også medfører mer energieffektiv prosess og således lavere utslipp pr produsert enhet.

Utslippet av CO_2 var i 1990 11 ktonn, mens det i 1998 var 84 ktonn. Det lave utslippet i 1990 skyldes at prisen på el-kraft var svært lav dette året, og at bedriften derfor i størst mulig grad benyttet el-kjel til varmeproduksjon. Uten tiltak, og med forventet økt produksjon, forventes utslippet i år 2010 å ligge på ca. 88 ktonn CO_2, mens det for år 2015 forventes et utslipp på ca. 130 ktonn.

Bransjen betaler i dag halv CO_2-avgift på sitt oljeforbruk.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Bedriften har beskrevet to tiltak; Etablering av biokjel og ENØK-tiltak. Sistnevnte følger primært knyttet til større investeringer for økt papirproduksjon som samtidig gir bedre energieffektivitet. Det er ikke beregnet kostnadseffektivitet for ENØK-tiltakene.

I denne analysen behandles tiltaket om etablering av biokjel. Et slikt anlegg er planlagt etablert i tilknytning til bedriftens eksisterende fyrhus. Ekstern aktør er tiltenkt å leie fyrhuset med utstyr og der etablere biokjel-anlegget. Anlegget vil forbrenne treavfall, bark, slam, papir og visse typer plast. Hunsfos vil være eneste mottaker av energi fra biokjel-anlegget. Vi har derfor valgt å se på tiltaket som et ”Hunsfos-tiltak”. Anlegget vil ha en kapasitet på 15 MW og vil erstatte ca. 11.000 tonn fyringsolje på årsbasis. Dette tilsvarer en utslippsreduksjon på ca. 35 ktonn CO_2 pr år.

Tiltaket vil medføre noe reduserte utslipp av SO_2, men dette vil trolig være minimalt forutsatt at bedriften gjennomfører allerede planlagte tiltak som bl.a. innebærer rensing av SO_2 i røykgassen fra oljekjelen. Se tabell A-II-11.1 for kvantitative beregninger.

Tabell A-II-11.1: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2020	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	93	88	130	
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	89	79	121	
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	35	35	35	35
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	35	35	35	35

Kostnader

For tiltak er det antatt 20 års avskrivningstid og 7% rente, som gir annuitetsfaktor 0,09439.

Bedriften oppgir en forventet investeringskostnad for tiltaket på ca. 40 MNOK, fordelt med 35 MNOK på ekstern aktør og 5 MNOK i egne investeringer i nødvendig avvanningsutstyr.

I følge bedriften vil tiltaket gi minimale endringer i driftskostnader. Imidlertid vil redusert oljeforbruk innebære en ikke ubetydelig reduksjon i driftsutgiftene. Tas utgangspunkt i oljepris (eksl. CO_2-avgift) på ca. 870 NOK pr tonn olje, slik angitt ifm. beskrivelse av tilsvarende tiltak ved Peterson Linerboard i Moss, vil redusert oljeforbruk alene gi en besparelse på ca. 9,5 MNOK pr år. I tillegg må det forventes betydelige besparelser i deponeringskostnader. Selv om tiltaket også vil medføre økte driftskostnader (drift/vedlikehold av avvanningsutstyr etc.), synes innsparingene å være dominerende. I beregningene har vi valgt å kun ta inn besparelsene som følge av redusert oljeforbruk.

Se tabell A-II-11.2 for kvantitative beregninger av kostnader.

Tabell A-II-11.2: *Kostnader*

	2005	**2010**	**2020**	**Full effekt**
Teknisk-økonomisk levetid				20 år
Merkostnad til investering (1000 NOK)	40.000			40.000
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	3.800	3.800	3.800	3.800
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	- 9.500	- 9.500	- 9.500	- 9.500
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	-5.700	-5.700	-5.700	-5.700
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2)	0	0	0	0
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	0	0	0	0

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot bruk av fossile brensler eller el-bruk.

Tiltak A-II-12: Enøktiltak i prosess og –utstyr ved Norske Skog, Saugbrugs

Basert på innhentede data og opplysninger i brev av 31.08.99 fra Norske Skog, Saugbrugs (98/3580-48).

Beskrivelse av utslippskilden

Bedriften er en treforedlingsbedrift som produserer maskinpapir av mekanisk fremstilt tremasse (termomekanisk masse). Bedriftens utslipp av klimagasser stammer fra fyring til dekning av termisk behov i produksjonen. Bedriftens behov for termisk energi i 1998 var 866 GWh. Av dette ble 12 % dekket med olje og elektrokjel, resten fra biomasse og biogass.

Utslippene av CO_2 fra oljeforbruket var 2,3 ktonn i 1990, mens det i 1998 var 19,2 ktonn. Forventet fremtidig utslipp uten ytterligere tiltak er ikke oppgitt. I analysen forutsettes derfor forventet fremtidig utslipp uten tiltak å ligge på samme nivå som i 1998.

Bedriftene i treforedlingsbransjen betaler i dag halv CO_2 avgift på sitt oljeforbruk.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Bedriften har beskrevet ni mulige tiltak som vil kunne redusere CO_2-utslippene med ca. 10 ktonn. Tidspunkt for eventuell mulig gjennomføring er ikke angitt. Effekten av det enkelte tiltak er i enkelte tilfeller ikke uavhengig av de andre tiltakene. Det samlede reduksjonspotensialet er derfor noe usikkert.

Nedenfor beskrives de enkelttiltak som vil ha størst effekt.

<u>Installasjon av egen slamlinje:</u>
Biokjelen får periodevis fuktig brensel noe som begrenser effektuttaket. Dette kan medføre at oljekjelen må startes opp. Med egen slamlinje vil det bli jevnere innblanding av slam. Mulig CO_2-reduksjon er anslått til 1-1,5 ktonn pr år.

<u>Konvertering til propan (LPG):</u>
Konvertering fra olje til propan vil gi 20% reduksjon basert på oljeforbruket i 98, tilsvarende 3,8 ktonn CO_2 pr år. Driftsutgiftene vil gå opp på grunn av høyere brenselpriser samtidig som det innføres en større risiko i forhold til olje. Tiltaket ligger foreløpig ikke inne i bedriftens planer fordi det kan medføre redusert virkningsgrad pga. høy temperatur på overheter samt den økede sikkerhetsrisiko.

Også konvertering til naturgass er beskrevet som mulig tiltak. Dette ville eventuelt øke effekten av konvertering til 5,7 ktonn CO_2 redusert pr år. Tiltaket forutsetter imidlertid tilgang på naturgass, og det er derfor uklart når tiltaket ev. kan gjennomføres. I beregningene er det tatt utgangspunkt i konvertering til propan.

<u>Omlegging av driftsmønster IFE:</u>
Bedriften mottar damp produsert ved IFEs (Institutt for Energiteknikk) anlegg i Halden. IFEs reaktor er i drift ca. halve året. Dette driftsmønsteret skal legges om til helårsdrift. Dermed reduseres bedriftens behov for olje som topplast. CO_2-reduksjonen av dette er anslått til 1 - 2 ktonn pr år. Tiltaket blir gjennomført i 2000 og medfører ingen investeringer.

Utbygging av TMP2-kapasiteten:
Økning i produksjonskapasiteten for TMP2 vil gi økt gjenvinning av damp, noe som vil ha effekt vinterstid når biokjelen periodevis har for liten kapasitet. Mulig CO_2-reduksjon er anslått til 1,5 – 2 ktonn pr år. Kostnader er ikke angitt, men bedriften sier at tiltaket vil være både strategisk og lønnsomt som følge av høyere kvalitet og lavere spesifikke driftskostnader.

Alle tiltak som medfører redusert oljeforbruk eller overgang fra olje til gass vil også innebære reduksjoner i utslipp av NO_x, SO_2 og VOC. Omfanget av slike reduksjoner er ikke beskrevet.

Se tabell A-II-12.1 for kvantitative beregninger.

Tabell A-II-12.2: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	19	19	19	19
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	19	19	19	19
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	9	9	9	9
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	9	9	9	9

Kostnader

Det er antatt 20 års avskrivningstid, 7% rente, som gir annuitetsfaktor 0,09439.

Bedriften sier at lønnsomhet er en forutsetning for gjennomføring av tiltakene. Det er ikke gjort kvantitative beregninger av lønnsomheten. De samlede investeringskostnader for de tiltak som her er beskrevet er ca. 11 MNOK.

Når det gjelder endringer i driftskostnader angir bedriften kun om det forventes økning eller reduksjon i disse. Med unntak av tiltaket med konvertering fra olje til propan, forventes tiltakene å gi reduserte driftskostnader. I beregningene har vi ikke lagt inn endringer i driftskostnader. Se tabell A-II-12.2 for kvantitative beregninger av kostnader.

Tabell 3 A-II-12.2 : *Kostnader*

	2005	2010	2015	Full effekt
Teknisk-økonomisk levetid				20 år
Merkostnad til investering (1000 NOK)	11.000	11.000	11.000	11.000
Årlige kapitalkostnad	1.040	1.040	1.040	1.040
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	1.040	1.040	1.040	1.040
Kostnadseffektivitet (NOK / kg CO2)	115	115	115	115
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	115	115	115	115

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være konsesjonsbetingelser i hht. F-loven, samt kvotesystem eller avgifter/andre økonomisk virkemidler rettet mot klimagassutslipp.

Tiltak A-II-13: ENØK-tiltak i prosess og –utstyr ved Peterson Linerboard, Ranheim

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Peterson Linerboard, Ranheim av 31.08.99 (98/3580-51).

Beskrivelse av utslippskilden

Bedriften er en treforedlingsbedrift som produserer papir basert på 100 % returpapir. Utslippene av klimagasser er knyttet til utslipp fra fyring til dekning av termisk behov i prosessen. Det termiske behovet har tidligere vært dekket gjennom fyring med olje og el-kraft, mens en fra 1998 også dekker inn 45 GWh gjennom energi fra et eksternt varmegjenvinningsanlegg (Aitos) som bl.a. også forbrenner avfall fra bedriften.

Utslippet av CO_2 i 1990 var lik 0. Dette fordi el-kraft i denne perioden var prismessig gunstig sammenholdt med olje. Oljeforbruket var derfor lavt frem til 1994, hvor olje igjen overtok som dominerende energibærer for produksjon av termisk energi. Utslippet av CO_2 i 1990 ville vært ca. 30 ktonn dersom olje hadde vært dominerende energibærer dette året.

Utslippet av CO_2 i 1998 er oppgitt til 29,5 ktonn. Forventet utslipp fremover er oppgitt til 19,6 ktonn i 2005, fortsatt reduksjon til 15,7 i 2010 og 17,8 i 2015. I denne prognosen ligger imidlertid gjennomføring av prosesstiltak som primært er planlagt for effektivisering og økning i produksjonsvolum. Disse tiltakene gir også vesentlige reduksjoner i relative utslipp av CO_2, men er altså ikke primært å regne som klimatiltak.

For beregning av forventet utslipp uten tiltak er det tatt utgangspunkt i forventet utslipp av CO_2 per tonn produsert papir i 2000, med full effekt av energi fra Aios inne, men korrigert slik at effekt av overgang fra olje til gass ikke er regnet inn. Det relative utslippet er da beregnet til 270 kg/tonn papir. Utslipp uten tiltak er så beregnet basert på forventet utvikling i produksjon for årene 2005, 2010 og 2015, jf tabell 1 for kvantitative beregninger. Dette innebærer en forenklet fremstilling fordi forutsetningen om økt produksjon henger sammen med gjennomføring av prosesstiltakene nevnt ovenfor.

Bransjen betaler i dag halv CO_2-avgift på sitt oljeforbruk.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Knyttet til planlagt produksjonsutvidelse ligger investeringer og tiltak som også gir bedre energieffektivitet. Tiltakene er delt i to typer med implementering til ulike tider. Første ”trinn” omfatter oppgradering av varmegjenvinningsanlegg, reduksjon i vannforbruk og forbedret vedlikehold, som totalt kan gi redusert termisk behov på ca. 10 %. Neste trinn består i installering av nytt pressparti og flere tørketromler, som kan gi en reduksjon i spesifikt termisk energibehov på 30 %.

I beregningene er tiltakene beskrevet som et tiltak, med effekt fra år 2010. Effekten av tiltakene er beregnet som forskjellen mellom beregnet utslipp uten tiltak (jf. ovenfor), trukket fra effekten av tiltak A II-14 (konvertering fra olje til gass) og forventet utslippsnivå beregnet av bedriften med tiltakene gjennomført. Effekten er ut fra dette funnet å være ca. 11 ktonn CO_2 for tiltakene samlet. Effektene av tiltak AII-14 og dette tiltaket er med dette additive.

Det er viktig å være klar over at tiltaket primært planlegges gjennomført ut fra hensynet til nødvendig effektivisering og produksjonsutvidelse. Tiltaket kan derfor trolig utløses uavhengig av hva kostnadseffektiviteten beregnes til i klimassammenheng.

Tiltaket medfører reduksjoner i utslipp av SO_2 og NOx i samsvar med reduksjonen i oljeforbruk.

Se tabell A-II-13.1 for kvantitative beregninger.

***Tabell A-II-13.1**: Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	27	32	35	35
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	21	27	29	29
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	0	11	11	11
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	0	11	11	11

Kostnader

For tiltak er det antatt 20 års avskrivningstid og 7% rente, som gir annuitetsfaktor 0,09439.

Investeringskostnadene ved tiltaket er totalt angitt til 120 MNOK. Hvor stor andel av dette som kan sies å være mer-investering for å sikre reduserte klimagassutslipp foreligger det ikke grunnlag for å angi. I beregningene er det forutsatt at tiltaket gjennomføres uavhengig av klimahensyn. Tiltaket er derfor ikke tillagt noen mer-investering knyttet til det å redusere utslipp av CO_2 primært. Det er videre ikke angitt endringer i driftskostnader.

I beregningene er derfor tiltaket ikke gitt noen kostnad, og kostnadseffektiviteten settes ut fra dette lik 0.

Virkemidler

Virkemidler i forhold til klimagassutslipp anses lite effektive for dette tiltaket. Eventuell utløsning av tiltaket avhenger av en mer samlet vurdering av fremtidig driftsforhold ved bedriften.

Tiltak A-II-14: Overgang fra fyring med olje til naturgass ved Peterson Linerboard, Ranheim

Basert på opplysninger i brev fra Peterson Linerboard, Ranheim av 31.08.99 (98/3580-51).

Beskrivelse av utslippskilden

Bedriften er en treforedlingsbedrift som produserer papir basert på 100 % returpapir. Utslippene av klimagasser er knyttet til utslipp fra fyring til dekning av termisk behov i prosessen. Det termiske behovet har tidligere vært dekket gjennom fyring med olje og el-kraft, mens en fra 1998 også dekker inn 45 GWh gjennom energi fra et eksternt varmegjenvinningsanlegg (Aitos) som bl.a. også forbrenner avfall fra bedriften.

Utslippet av CO_2 i 1990 var lik 0. Dette fordi el-kraft i denne perioden var prismessig gunstig sammenholdt med olje. Oljeforbruket var derfor lavt frem til 1994, hvor olje igjen overtok som dominerende energibærer for produksjon av termisk energi. Utslippet av CO_2 i 1990 ville vært ca. 30 ktonn dersom olje hadde vært dominerende energibærer dette året.

Utslippet av CO_2 i 1998 er oppgitt til 29,5 ktonn. Forventet utslipp fremover er oppgitt til 19,6 ktonn i 2005, fortsatt reduksjon til 15,7 i 2010 og 17,8 i 2015. I denne prognosen ligger imidlertid gjennomføring av prosesstiltak som primært er planlagt for effektivisering og økning i produksjonsvolum. Disse tiltakene gir også vesentlige reduksjoner i relative utslipp av CO_2, men er altså ikke primært å regne som klimatiltak.

For beregning av forventet utslipp uten tiltak er det tatt utgangspunkt i forventet utslipp av CO_2 per tonn produsert papir i 2000, med full effekt av energi fra Aios inne, men korrigert slik at effekt av overgang fra olje til gass ikke er regnet inn. Det relative utslippet er da beregnet til 270 kg/tonn papir. Utslipp uten tiltak er så beregnet basert på forventet utvikling i produksjon for årene 2005, 2010 og 2015, jf tabell 1 for kvantitative beregninger. Dette innebærer en forenklet fremstilling fordi forutsetningen om økt produksjon henger sammen med gjennomføring av prosesstiltakene nevnt ovenfor.

Bransjen betaler i dag halv CO_2-avgift på sitt oljeforbruk.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Bedriften har planlagt en overgang fra bruk av olje til gass til produksjon av termisk energi til prosessen. Dette oppgis å gi en utslippsreduksjon tilsvarende ca. 70 tonn CO_2/GWh. Basert på forventet energibehov vil tiltaket i gjennomsnitt gi en utslippsreduksjon på ca. 6 ktonn CO_2 per år for perioden 2005 – 2015. Tiltaket forutsetter tilgang på naturgass i regionen, noe som trolig avhenger av at det planlagte gasskraftverket på Skogn blir etablert.

Tiltaket medfører reduksjoner i utslipp av SO_2 i samsvar med reduksjonen i oljeforbruk.

Se tabell A-II-14.1 for kvantitative beregninger.

Tabell A-II-14.1: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	27	32	35	35
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	27	32	35	35
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	6	6	6	6
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	6	6	6	6

Kostnader

For tiltaket er det antatt 20 års avskrivningstid og 7% rente, som gir annuitetsfaktor 0,09439.

Investeringskostnaden ved overgang fra fyring med olje til gass, er av bedriften oppgitt å være ca. 1 MNOK. Det er ikke angitt endringer i driftskostnader. Dette innebærer at det i beregningene er forutsatte omtrent samme prosess for energi basert på olje som naturgass.

Se tabell A-II-14.2 for kvantitative beregninger av kostnader.

Tabell A-II-14.2: *Kostnader*

	2005	2010	2020	Full effekt
Teknisk-økonomisk levetid				20 år
Merkostnad til investering (1000 NOK)	1.000			1.000
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	94	94	94	94
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	94	94	94	94
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2)	16	16	16	16
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	16	16	16	16

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot bruk av fossile brensler.

Tiltak A-II-15: Overgang fra oljekjel til el-kjel ved Hydro Oleochemicals, Sandefjord

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Norsk Hydro av 31.08.99 (98/3580-42).

Beskrivelse av utslippskilden

Norsk Hydro produserer fettsyrer ved Hydro Oleochemicals anlegg i Sandefjord. Utslippene av klimagass er knyttet til forbrenning av olje i oljekjel for produksjon av nødvendig varmeenergi til prosessen.

Utslippet av CO_2 fra oljekjelen var 25 ktonn i 1990 og 26 ktonn i 1998. Uten tiltak forventes utslippet fremover å ligge på samme nivå som 1998.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Bedriften har beskrevet to tiltak som vil kunne bidra til reduksjoner i utslippene av CO_2. Det ene består i effektivisering av eksisterende energibruk, som antas å kunne redusere utslippet med inntil 5 %, tilsvarende ca.1 ktonn CO_2. Lønnsomheten av dette tiltaket er så god at det forventes at tiltaket uansett blir gjennomført. Effekten er imidlertid marginal og det beregnes derfor ingen egen kostnadseffektivitet for tiltaket.

Det andre tiltaket som er beskrevet er overgang fra olje- til el-kjel. Dette vil eliminere utslippene av CO_2 fra bedriften. Forutsettes at energieffektiviseringstiltakene beskrevet ovenfor er gjennomført, vil tiltaket redusere utslippene med ca. 25 ktonn CO_2. Tiltaket vil også eliminere utslippene av NOx og SO_2 fra oljekjelen.

I beregningene er det ikke tatt inn eventuelle økte utslipp av CO_2 fra produksjon av den el som erstatter oljebruken ved bedriften. Se tabell A-II-15.1 og15.2 for kvantitative beregninger.

Tabell A-II-15.1*: Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	25	25	25	25
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	25	25	25	25
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	25	25	25	25
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	25	25	25	25

Tabell A-II-15.2: *Utslippsreduksjoner av andre gasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Nitrogenoksider - NOx - reduksjon i tonn	41	41	41	41
Svoveldioksid - SO2 - reduksjon i tonn	8	8	8	8

Kostnader

For tiltaket er det antatt 20 års levetid og 7 % rente, som gir annuitetsfaktor 0,09439.

Kostnadene forbundet med ombygging fra oljekjel til el-kjel er oppgitt til ca. 7 MNOK.

Endringer i driftskostnader vil primært relateres til forskjell i pris for el og olje per energienhet produsert. Endringer i driftskostnader ved overgang til el som energibærer er ikke angitt. I dag er varme fra oljefyring billigere enn el-basert. Beregnet kostnadseffektivitet for tiltaket er derfor lavere enn reell i dagens situasjon. Noe lavere vedlikeholdskostnader kan trolig påregnes ved el-kjel, uten at dette er tallfestet.

Se tabell A-II-15.3 for kvantitative beregninger av kostnader.

***Tabell A-II-15.3**: Kostnader*

	2005	**2010**	**2015**	**Full effekt**
Teknisk-økonomisk levetid				20 år
Merkostnad til investering (1000 NOK)	7.000			7.000
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	661	661	661	661
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	661	661	661	661
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	27	27	27	27

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot utslipp av klimagasser. Regulering etter f-loven kan være et annet virkemiddel.

II. Energibruk (Oljeforbruk) til oppvarmingsformål – reduksjon av CO_2-utslipp

Tiltak A-II-16: Enøk og effektivisering av energibruk til oppvarmingsformål

og

Tiltakene A-II-17 til 25: Alternative energikilder til oppvarming i sektorene Industri, Tjenesteytende sektor og Bolig.

Tiltaksbeskrivelsene er basert på NOU 1998:11 Energi- og kraftbalanse mot 2020 (1998), samt utredninger gjort av ECON(1998), KanEnergi(1998), Energidata(1990) og Søgnen(1998).

I Norge produseres varme til oppvarmingsformål hovedsakelig med elektrisitet og olje enten i småskala villaanlegg eller i større varmesentraler. I mindre omfang anvendes også ved/biomasse og kull/koks. I forbindelse med reduksjon av klimagasser er det viktig å se nærmere på både nivået på sluttforbruket og sammensetningen av energibærere som anvendes. Sluttbruken kan gjennom effektiviseringer og teknologiforbedringer reduseres per oppvarmet areal, men totalnivået kan likevel øke på grunn av at antall m^2 som oppvarmes øker gjennom ny bygging og større enheter per person. I tillegg til effektiviseringer blir det derfor viktig å se på hvordan og hvilken sammensetning av energikilder som skal produsere varme til oppvarmingsformål i framtiden. I det følgende drøftes derfor to grupper tiltak:

- Hvordan veksten i sluttbruken kan reduseres gjennom for eksempel Enøk og andre effektiviseringer (tiltak A-II-16).
- Hvordan miksen av energibærere i forsyningen kan endres fra fossile energibærere som olje og kull/koks til fornybare energibærere som biomasse og solvarme (tiltakene A-II-17 til og med A II-25)

Ved denne gjennomgangen peker vi på hvordan og hvor mye veksten i energiforbruket kan dempes ved enøk og effektiviseringer, og utslippene av klimagasser kan reduseres ved endret miks av energikilder. Pris og kostnadsforutsetninger er vesentlige for potensial vurderingene. Både landbasert industri, tjenesteytende sektor og husholdningssektoren er inkludert.

Beskrivelse av utslippskilden

Utslippskilden er stasjonær forbrenning av olje til varmeformål.

Energiforbruket til varmeformål i boliger, tjenesteytende sektor og kontorbygg i småbedrifter i 1997 er estimert til ca 70 TWh. Av dette ble ca 19 TWh tilført ved fossile brensler og fjernvarme, 10 TWh biobrensler og 41 TWh elektrisitet. (KanEnergi, 1998; Søgnen, 1998; SSB, 1995; Energidata, 1990). I tillegg forbrukes i overkant av 11-12 TWh fossile brensler til varmeformål utover oppvarmingsformål innen prosessindustrien.

Utslippene av CO_2 fra disse kilden var i 1990 og 1997 ca hhv. 7,4 og 8,1 mill.tonn (Kildene stasjonær forbrenning industri på land, Andre næringer og Boliger i fra SSB og SFT, 1999)

I Referanseframskrivningen er det antatt at energiforbruket til varmeformål ikke vil øke fram til 2010. Fordelingen mellom energibærere vil variere avhengig av prisutviklingen og det relative forholdet mellom energibærerne. I framskrivningen er det antatt at elektrisitet (kun vannkraft), biobrensel og olje også i 2010 vil være hovedkildene.

Referanseframskrivningen gir en utslippsøkning på 15 prosent fra 1990 til 2010, og utslippet av CO_2 er beregnet til 8,7 mill. tonn i 2010.

Utslippsøkningen i referanseframskrivningen indikerer et økt forbruk av fossile brensler til varmeformål i bygninger og industri. Nesten hele denne økningen skjer innen prosessindustrien spesielt i raffinerier og petrokjemi. Utslippet fra boliger og andre næringer har kun en svak økning fra 1990/1997. Vi antar derfor at forbruket av oljeprodukter til oppvarming av boliger, institusjoner, kontorer og butikker øker lite og at samlet forbruket av oljeprodukter til slike oppvarmingsformål er mellom 19 og 21 TWh også i 2010 (Søgnen, 1998; KanEnergi, 1998).

Vi betrakter dermed varmebehovet på ca 70 TWh som grunnlag for den videre vurdering av Enøk og effektiviseringstiltak og 19-21 TWh av dette som oljeforbruk til varmeformål.

Restforbruk av fossile brensler til varmeformål etter gjennomførte, enøk og effektiviseringstiltak, kan eventuelt substitueres med andre energikilder. Det er dette restforbruket som er vårt utgangspunkt for beregninger og vurderinger av tiltak rettet inn på å ta i bruk større andeler av alternative energikilder.

Tiltak A-II-16: Enøk og effektivisering av energibruk til oppvarmingsformål

Beregninger av Enøkpotensialet i Norge er basert på mulighetene for lønnsom energieffektivisering. Energiforbruket ved den mest effektive teknologien, sammenlignes med energiforbruket ved et gjennomsnitt av de teknologiene som er i bruk på tidspunktet for beregningen. Lønnsomheten vurderes ut fra differansen mellom redusert energikostnad over tid og investeringskostnadene.

Det vil til et hvert tidspunkt eksistere et enøkpotensiale fordi investeringer i nytt utstyr skjer med noen års mellomrom, mens en ennå bedre teknologi kan komme på markedet allerede året etter investeringen ble gjort. Aktøren vil ikke da investere på nytt før man har avskrevet den første investeringen og man får et gap mellom teknologi i bruk og den best tilgjengelige teknologien. Lave energikostnader i forhold til investeringskostnader øker avskrivningstiden og kan medføre at det til enhver tid eksisterende enøkpotensialet er relativt stort. Blir forholdet mellom sparte energikostnader og kapitalkostnadene for stort vil ikke investeringen skje av energisparegrunner, men ut fra andre motivasjoner.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Enøkbegrepet omfatter en rekke enkelttiltak og noen eksempler er listet opp nedenfor:

Innen bolig og tjenesteytende sektor – rehabilitering og drift av bygninger:

- Rutiner for energistyring
- Automatikk for energistyring
- Isoleringstiltak
- Utskiftning av armatur og annet utstyr
- Varme- og ventilasjonsanlegg

Innen industri:

- Prosesstyring og energiledelse
- Turtallsregulering av pumper og vifter
- Separasjonsprosesser, råolje
- Kjøling

Mange spesielle tiltak som informasjons-, kompetanse- og støtte/finansieringsordninger, er rettet mot tjenesteytende sektor. Eksempler på dette er NVEs bransjenettverk, Enøktjenesten ”Bygg og bo”, Stiftelsen GRIP med prosjektene ”Øko-bygg” og ”GRIP Hotell”, Storebrand Miljøfond, NKL Miljøbutikken og Husbanken.

På bakgrunn av antagelser om energipriser framkommer et samlet potensial innen bolig og tjenesteytende (yrkesbygg) på ca 14 TWh hvorav 10,8 TWh er spart elektrisitet, 2,8 TWh er spart oljeforbruk og 0,6 TWh er spart bioenergi (NOU 1998:11, s. 158-160). Innen industriprosesser og automasjon er det beregnet et enøkpotensiale på 6,5 TWh, hvorav 3,9 TWh er redusert el-forbruk og 2,6 TWh er redusert oljeforbruk (IFE, 1998). En økning i energiprisene vil øke Enøkpotensialet.

Var det mulig å realiseres hele enøkpotensialet i dag ville det gitt en utslippsreduksjon på i underkant av 1,5 mill tonn CO_2-ekvivalenter, eller rundt 20 prosent av samlet utslipp fra disse kildene (1 TWh olje gir ca 265 000 tonn CO_2).

Kostnader, barrierer og gjennomføring

Enøkpotensialet er som nevnt tidligere en funksjon av de til en hver tid gjeldende energipriser på elektrisitet og oljeprodukter. Imidlertid er det ulike andre faktorer som innvirker på at hva som kan sies å være et samfunnsøkonomisk lønnsomt potensial og hva som reelt sett kan hentes ut.

Prisforutsetningene i de ovennevnte beregningene er en elektrisitetspris på 41 øre/kWh (eks. mva.), oljepris på 25 øre/kWh, 7 øre/kWh for biobrensel. En økning i energiprisene vil øke enøkpotensialet. Ulike anslag tyder på at en 50% økning i energiprisene utover de ovennevnte vil øke potensialet til ca 19 TWh. (NOU 1998:11, s. 157).

Samlet er likevel enøkpotensialet, uten høyere priser, på ca 20 TWh (el og olje). Av dette igjen utgjør ”olje-enøk” 3,5 TWh i boliger og tjenesteytende sektor og 2,6 TWh innen prosess industrien. Olje-enøkpotensilalet kan også uttrykkes som en reduksjon av det samlede energiforbruket innen bolig/tjenesteytende og industri. Da tilsvarer det en effektivisering på hhv. om lag 4% og 3%.

Flere forhold tilsier at det ikke er realistisk at hele potensialet kan løses ut på grunn av ulike barrierer. Vi går ikke langt inn i diskusjonen om disse barrierene men henviser til NOU:1998 kapittel 14 og 15 for en bred diskusjon. Også ECON (1998) drøfter ulike barrierer, samt andre sideeffekter og kostnader som ikke er inkludert i de mer tekniske enøk-beregningene. Noen av de viktigste bør likevel nevnes.

Rebound effekten eller ”komfort og priseeffekten” er en viktig mekanisme som reduserer gevinstene av enøk. Denne effekten medfører at sparingen tas ut i økt komfort eller økt forbruk på andre områder og gevinstene av effektiviseringene blir delvis spist opp. Det er ingen fullstendige beregninger av rebound effekten, men det er indikert opp til 40 prosent lavere gevinst innen enkelte sektorer (Prosus/SFT, 1997). Imidlertid er det store variasjoner mellom sektorene.

Kostnader forbundet med offentlige virkemidler og sideeffekter reduserer lønnsomheten av tiltakene. Ulike privatøkonomiske hindringer bidrar til det samme, for eksempel skille mellom utgift og innsparing ved at leietagere som investerer i enøk ikke nyter godt av gevinsten ved energi sparingen. I tillegg kan manglende kunnskap/informasjon og svake økonomiske intensiver til å spare energi hindre at til og med de privatøkonomisk lønnsomme tiltakene blir gjennomført.

Det kan konkluderes med at det vil være betydelig færre enøk tiltak som realiseres enn det beregnede teknisk økonomiske potensialet på 20 TWh (el og olje). ECON konkluderer på bakgrunn av et tilsvarende resonnement at 25 – 30 prosent av det tekniske økonomiske enøkpotensialet kan hentes og gi god samfunnsøkonomisk lønnsomhet (ECON, 1998).

Vi er langt på vei enig i denne konklusjonen, men ønsker å forfølge resonnementet noe lenger.

Det vil koste noe å realisere en større del av det teknisk økonomisk potensialet. Spørsmålet er hvor store kostnadene vil være. Det kan synes som om relativt enkle grep til lave kostnader kan bidra til å øke realiseringen av enøk-tiltak betydelig.

Tredjepartsfinansiering (TPF) kan motvirke de privat- og bedriftsøkonomiske hindringene, dvs. at profesjonelle energileverandører eller profesjonelle aktører går inn å gjør avtaler med de enkelte husstander eller bedrifter om energisparing mot fast leveranse av energi eller en deling av gevinsten ved sparingen. Det finnes et uttall av mulige avtaleformer. Fordelen ved TPF er at kunden ikke trenger å reise ny kapital til investering eller ha stor kompetanse på energispørsmål. Selgeren overtar risikoen og ved å være en stor aktør (kjøpe og selge mye energi) vil det kanskje være sterke nok økonomiske incentiver i dagens energimarked. Imidlertid kan et moderat statlig bidrag kunne utløse enda mer TPF-ordninger.

Vår vurderinger er at det er sannsynlig at det i tillegg til ECONs anslag på 30%, kan hentes ut ytterligere 30 prosent av det beregnede enøkpotensialet til en moderat kostnad , dvs. mellom 0 og 5 øre/kWh.

Vi konkluderer på denne bakgrunn med at ca 60% av det beregnede enøk- og effektiviseringspotensialet på 20 TWh kan realiseres i 2010. Det betyr en samlet reduksjon i energibruk til oppvarmingsformål på i overkant av 12 TWh, hvorav ca 8,5 TWh elektrisitet og 3,5 TWh oljeforbruk. Det betyr at det kan oppnås en utslippsreduksjon ved enøk på til sammen ca 0,95 mill. tonn CO_2-ekvivalenter til en kostnad på gjennomsnittlig 2,5 øre/kWh. Om lag 30% av dette er lønnsomme tiltak, mens om lag 30% har en kostnad på opp mot 5 øre/kWh.

Tiltak rettet mot effektiviseringer av utslipp fra industrien må trekkes fra dette potensialet fordi disse utslippene til en viss grad er behandlet og omtalt i egne tiltak for denne sektoren. Til sammen er potensialet i industrien beregnet til å være i overkant av 0,2 mill tonn CO_2 tilsvarende 0,8 TWh.

Samlet kommer vi fram til en utslippsreduksjon på om lag 0,7 mill tonn CO_2-ekv. til en kostnad på ca 95 NOK/tonn CO_2 redusert (90-100 NOK/tonn). Vi har da tatt hensyn til de tiltak som er omtalt under enkeltbransjer.

Virkemidler

Virkemidler som i kombinasjoner kan være med å hente ut en større andel av enøk/effektiviseringspotensialet:

- Informasjon og nettverksbygging
- Offentlig innkjøp og teknologikonkurranser
- Energistandarder og merking
- Byggforskrifter og arealplanlegging
- Økonomiske intensiver – tilskuddsordninger
- Frivillige avtaler (avtale-enøk)
- Tredjepartfinansiering
- Økning i energi- og miljøavgifter

Vi går ikke nærmere inn på en diskusjon av virkemidlene da dette er utfyllende beskrevet i bla. NOU 1998:11.

Tiltakene A-II-17 til 25 - Alternative energikilder til oppvarmingsformål

Vi betrakter 19 – 21 TWh oljeforbruk minus beregnet enøk-gevinst på om lag 3,5 TWh oljeforbruk (tiltak 16), som utgangspunkt for substitusjon av fossile brensler med alternative energikilder. Det betyr at forbruk av fossile brensler etter gjennomførte enøk-tiltak er mellom 16-18 TWh. Ved å trekke ut enøk-gevinsten på denne måten burde overlappet mellom "enøk" og "alternative energikilder" være liten.

Det er også et potensial for substitusjon av elektrisitet til oppvarmingsformål. Det gir ikke umiddelbart noen utslippsgevinst, men vil bedre Norges elektrisitetsoppdekning. I NOU 1998:11 er det indikert at det kan bli vanskelig å dekke elektrisitetsetterspørselen med innenlands fornybar kraft. "Riktig" energibruk bør derfor innebære en vurdering av hvilken energikvalitet som er nødvendig å anvende til ønsket formål. Vi går ikke her videre med en drøfting av dette, men konsentrerer oss om å påvise substitusjonsmulighetene med hensyn til oljeforbruket.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Tiltaket omfatter flere mulige teknologier for utnyttelse av alternative energikilder til oppvarmingsformål i stedet for oljeprodukter. Substitusjonsmulighetene er gruppert i fire hovedkategorier:

- Bioenergi (ved, foredlet, flis, avfall)
- Varmepumper i ulike medier (luft-luft, vann-vann, jord/fjell/vann-vann), inkl. spillvarme (restvarme fra industri, avfallsforbrenning, etc.)
- Solenergi (varmtvannsforsyning, rom oppvarming)
- Geotermisk energi (direkte fra dypvannsbrønner)

Potensial for og kostnader ved utnyttelse av alternativ energiforsyning varierer av hvilken energikilde og hvilken teknisk løsning som velges. Vi har likevel valgt å omtale alternativene samlet, "substitusjon av olje til oppvarmingsformål", fordi de retter seg inn mot samme utslippsområde og delvis konkurrerer og delvis utfyller hverandre.

Erstatning av oljeforbruk med en av de ovennevnte teknologiene og energikildene vil redusere utslippet av CO_2 med 100%. Spørsmålet blir da hvor mye som praktisk kan substitueres og til hvilke kostnader?

Det eksisterer mange beregninger av både de tekniske og de økonomiske potensialer for tilgang av ulike alternative energikilder. De tekniske potensial avhenger kun av teknisk praktiske forutsetninger, mens de økonomiske potensialer er avhengig av hvilke prisforutsetninger som velges. Derfor vil sistnevnte beregninger ofte variere mye fra analyse til analyse. Nedenfor gis en kort gjennomgang av teknisk potensialer og potensialer ved ulike økonomiske forutsetninger for de fire alternativene bioenergi, varmepumper, solenergi og geotermisk energi.

Tiltak A-II-17 og 25 Bioenergi

Forbruket av biomasse i ulike foredlingsgrad var i 1997 ca 12 TWh, hvorav store deler innenfor industriell virksomhet. Totalt tilgjengelig biomassetilvekst er anslått til om lag 80

TWh. Det tekniske potensialet for uttak av bioenergi er beregnet til om lag 30-32 TWh for alle årene mellom 2005 og 2020 (NOBIO). Det betyr at uttaket av biomasse til energiformål kan økes betydelig i løpet av noen få år. Begrensningen ligger på sluttbrukersiden i forhold til teknisk utstyr og økonomi.

Biomasse er en gruppebetegnelse på organisk materiale. Sluttbrukere kan nyttiggjøre seg biomassen ved direkte fyring i ovn, forbrenning i villasentralfyr eller ved bruk av fjernvarme fra en varmesentral som betjener mange bygninger.

De ulike biomassekategoriene har forskjellig utvinnings- og produksjonskostnader. Utvinningskostnadene er beregnet å være fra noen få øre (<5) til ca 30 øre/kWh. Ved en pris på ca 20 øre/kWh er uttakspotensialet beregnet til å være om lag 25 TWh/år.

Foredlings- (fra kvist/avfallsvirke til pellets og briketter) og distribusjonskostnadene fra produsent til sluttbruker kommer i tillegg. Også kostnader hos sluttbruker til eget biobrenselanlegg eller fjernvarmetilknytning må inkluderes. Samlet vil dette trolig være et tillegg på mellom 5 og 15 øre/kWh.

Kostnad hos sluttbruker blir dermed et sted mellom 5 og 45 øre/kWh. (IFE 1998)

Tiltak A-II-17, 18, 20, 21 og 23 Varmepumper

Bruk av varmepumper dekker i dag et varmebehov på om lag 4,5 TWh gjennom ca 22 000 varmepumpeanlegg. 700 er større industrielle anlegg som gir om lag 2,5 TWh. Varmepumper er dermed Norges fjerde største energikilde. Det installeres årlig 1000-1500 nye anlegg med en tilvekst i varmeproduksjonen på 0,15 TWh/år. Varmepumper egner seg spesielt godt i Norge fordi vi har lang fyringssesong, en rekke industribedrifter med overskuddsvarme, lett tilgang på omgivelsesvarme og vannkraftbasert elektrisitet.

En varmepumpe utnytter temperaturforskjeller mellom ulike medier. Vanligvis strømmer varme fra steder med høy temperatur til steder med lav temperatur, men denne prosessen kan reverseres ved tilførsel av høyverdig energi som for eksempel elektrisitet. Ved hjelp av en kompressor og en kondensator drevet av elektrisitet kan varme trekkes ut fra lavtemperaturområder og ”løftes” til en høyere temperatur, for eksempel sjøvanntemperatur til boligvarme. En varmepumpe kan typisk avgi 3-4 ganger mer varme enn det den tilføres i form av elektrisitet. Ved bruk av overskuddsvarme fra industrien kan denne varmefaktoren komme opp i 15 ganger det som tilføres av elektrisitet.

Et tekniske økonomisk potensialet er beregnet til ca 25 TWh levert energi i 2000/05 og ca 30 TWh i 2020 (IFE, 1993). Forutsetningene for beregningen er en analyse av lønnsomme varmepumpeanlegg i bruk i dag innen ulike markedsnisjer (industribygg, tjenesteytende og boliger) og en framskrivning av samlet antall bygg i hver nisje i dag og i fremtiden. Dette gir et bilde av det praktisk økonomiske potensial.

Utover dagens bruk er det beregnet et framtidig (2010) potensial på ca 14 TWh levert energi til en kostnad på mellom 10 og 50 øre/kWh Dette potensialet fordeler seg på bolig, tjenesteytende og industri, og med bruk av ulike medier (vann-vann, vann-luft, luft-luft, osv.) Det største potensialet er funnet innenfor boligsektoren, mens ”gjenvinning fra kjøling” innen tjenesteytende sektor er beregnet å ha den laveste kostnaden med ca 10-12 øre/kWh levert varme. (KanEnergi, 1998).

Tiltak A-II-24 Solenergi

Bevisst bruk av solenergi er beskjeden i Norge i dag. Vi skiller mellom passiv og aktiv solvarme. Passiv solvarme er knyttet til bruk av bygningskonstruksjoner for å utnytte innstrålt solenergi mot en bygning til oppvarming, lys eller kjøling. Aktive solvarmeanlegg består av en solfanger som absorberer solstrålingen, et varmelager for lagring av varmen til perioder med lav innstråling og et varmefordelingssystem i bolig (for eksempel et sentralvarmeanlegg).

I Norge er det i dag installert ca 5000 m^2 solfangere for oppvarming av tappevann og bygninger. Dette gir 1,5 GWh varme per år. I hovedsak dreier det seg om kontorbygg og større boligkomplekser. En produksjon på 1 TWh varme per år krever om lag 2,5 mill m^2 solfangerareal.

Samlet sett er det et lite antall anlegg og solfangerareal i Norge i forhold til i Sverige og Danmark. I Danmark er det i dag 240 000 m^2 solfangere og det installeres ca 2 500 nye anlegg hvert år.

Potensialet for fremtidig utnyttelse av solenergi i Norge er beregnet til i overkant av 10 TWh i 2010 og i overkant av 20TWh i 2020 (Veritas, 1990). Bakgrunnen for estimatet er forutsetninger om nybygging og rehabilitering av bygningsmassen og at en viss andel av dette kan varmeforsynes med solvarmeanlegg. Det må bygges betydelig areal med solfangere hvert år i hele perioden for å komme opp i dette nivået.

Basert på Danske og Svenske erfaringer og kostnadstall for solfangeranlegg har NVE (1996) beregnet at kostnadene varierer mellom 30 og 120 øre/kWh for komplette anlegg. Norske produsenter oppgir en investeringskostnad på mellom 800 og 2 000 kr/m^2 for ferdig installert solvarmeanlegg med et forventet energiutbytte på mellom 100 og 450 kWh/m^2, dvs. en varmekostnad for sluttbruker på mellom ca 15 og 200 øre/kWh (ca 17 år og 7% rente).

De nevnte potensialene for fremtidig utnyttelse av solvarme baserer seg på kostnader under 100 øre/kWh. Ved en kostnadsgrense 70 øre/kWh reduseres potensialene betydelig, dvs. til om lag 4 TWh i 2010 og 8 TWh i 2020. Basert på opplysninger fra den norske produsenten er det å anta at ca halvparten av dette igjen (2 og 4 TWh) kan realiseres til en kostnad på mellom 15 og 50 øre/kWh. I NOU 1998:11 angis det et potensial på 1,4 TWh til kostnad lavere enn 45 øre/kWh.

Geotermisk energi

Geotermisk energi er utnyttelse av jordens indre varme. Temperaturen i jordskorpa øker med 30-35 °C per km dybde. Ved 5 kms dybde kan temperaturen variere mellom 70 og mer enn 500 °C avhengig av geologiske forhold. I Norge er den typisk 110 °C. Beregnet teoretisk potensial for utnyttbar varme ned til 5 km er i overkant av 60 TWh per år.

I forbindelse med nye Rikshospitalet i Oslo har man i forprosjektet beregnet at geovarme kan anvendes fra ca 4 kms dybde. Det er planlagt å bruke nedpumping av kaldt vann som da vil tas opp igjen med en temperatur på 75 °C og gå via en varmeveksler inn i et vannbåren sentralvarmeanlegg. Boreteknikken og varmeproduksjonen fra slike dyp er nytt i Norge. Anlegget er ikke i drift ennå og må anses som et forsknings/pilotanlegg. I forprosjektet har

man beregnet varmekostnadene til å bli mellom 11 og 18 øre/kWh nyttiggjort energi. Variasjonen er basert på ulik effektdimensjoneringen. Investeringskostnadene er ca 21 millioner for 2 MW effekt, og levetiden er estimert til 30 år.

Det er vanskelig på bakgrunn av et pilotanlegg og tilnærmet ingen andre erfaringer å anslå noe fremtidig potensial og kostnad for utnyttelse av denne energiformen i Norge. Imidlertid kan det se ut som et meget lovende alternativ noen år fram i tid og kan øke mulighetene for substitusjon av både olje og elektrisitet til oppvarmingsformål.

Oppsummering av tiltakene alternative energikilder (A-II-17 til 25)

Beregninger av potensial for utnyttelse av alternative energikilder til oppvarmingsformål indikerer at det ikke er den tekniske tilgangen på energikilder som begrenser substitusjonen av olje og elektrisitet.

Samlet indikerer estimatene ovenfor at det er et teknisk potensial til å utvinne og "produsere" mer enn 60 TWh varme i 2010 fra alternative og fornybare energikilder. Potensial kan være betydelig større hvis det viser seg at utnyttelse av geotermisk energi blir vellykket. Dette er mer enn eller omtrent på nivå med dagens og et framskrevet varmebehov (ca 70 TWh).

Begrensningene for utnyttelse av disse energikildene ligger i merkostnadene i forhold til konvensjonelle energikilder (direkte elektrisitet og oljefyring). Høy investeringsterskel kan være en barriere for realisering av potensialet, selv om samlet energikostnad over levetiden til anlegget blir lav og det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. I tillegg kan en rekke praktiske barrierer også være avgjørende for valg av energikilde.

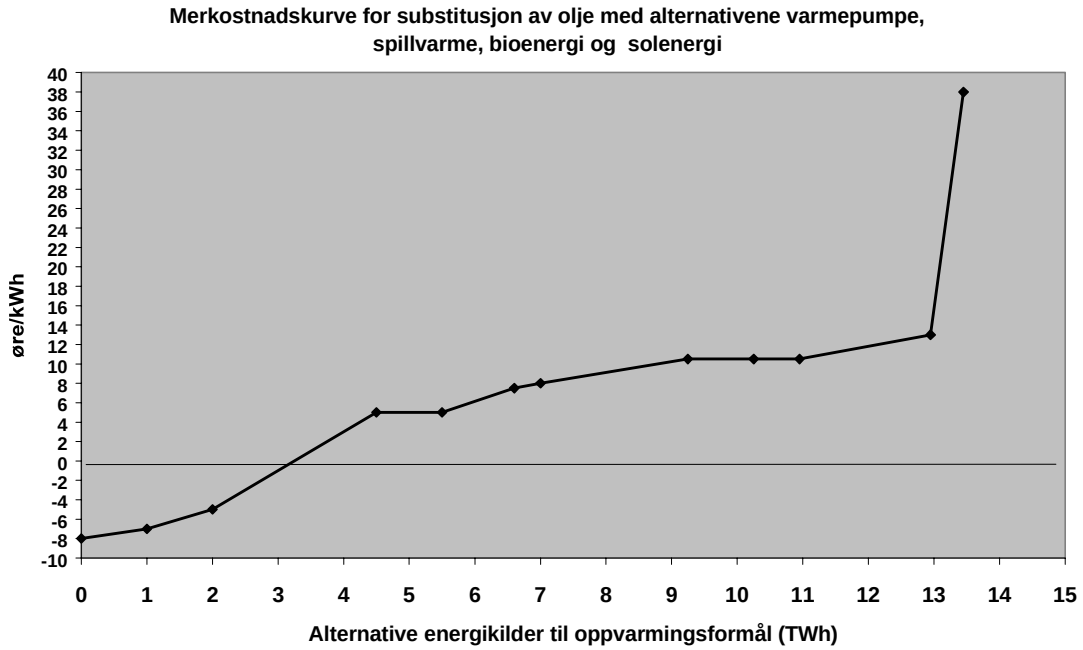
KanEnergi (1998) har beregnet at ca 26 TWh av det samlede varmebehovet på om lag 70 TWh i boliger, tjenesteytende- og industribygg kan forsynes med alternative energikilder til en levert varmekostnad på under 50 øre/kWh. Dette innebærer at både elektrisitet og olje substitueres med ca 13 TWh hver (fordelingen er skjønnsmessig, KanEnergi, 1998). Ved høyere energipris i markedet øker potensialet betydelig.

Kostnader - merkostnader

I vår beregning av merkostnadene for substitusjon er beregnet som differansen mellom "oljekostnaden" og "alternativkostnaden". Det er antatt varierende avskrivningstid og krav til avkastning. I de tilfeller der det er forutsatt avkastningskrav med 3-4 års tilbakebetaling og 10-15% rente vil de beregnede energikostnadene bli betydelig overestimert i forhold til om man antar 17 års avskrivningstid og 7% rentekrav (annuitetsfaktor 0,10). Vi har ikke hatt grunnlag til å gå inn i forutsetningene på de enkelte beregningene og har valgt å bruke gjennomsnittsverdier fra grunnlagsrapportenes beregninger av energikostnadene for de enkelte energikildene.

Varmekostnaden ved bruk av olje blir en viktig forutsetning for beregning av merkostnaden ved alternativene. ECON (1998) har gjort beregninger ved hjelp av en nordisk kraftmarkedsmodell og vist at engrosprisen for kraft i 2010 er 21 øre/kWh. Vi har på denne bakgrunn samt på grunnlag av dagens oljepriser (SSB/NPI, 1999) forutsatt at fremtidig varmekostnad for olje på 15 øre/kWh for bedrifter og 22 øre/kWh for husholdninger og tjenesteytende sektor.

Figuren A-II-1 og tabell A-II-1 viser potensialene for substitusjon av olje med alternative energikilder ved ulike merkostnader. I figuren er merkostnadene angitt som NOK per CO_2-utslipp redusert i 2010, i tabellen er det også angitt den estimerte merkostnaden per kWh.



Figur A-II-1: *Potensialer for substitusjon av olje med alternaive energikilder i 2010. Forutsatt oljepris 15 øre/ kWh i industrien og 22 øre/kWh i bolig og tjenesteytende sektor.*

Hvert punkt i figuren angir en gjennomsnittskostnad og gjennomsnittlig utslippsreduksjon. Det er variasjoner innenfor hvert punkt. Deler av det aggregerte tiltaket vil være enkelttiltak med lavere kostnad og deler av tiltaket vil være enkelttiltak med høyere kostnader. Blant annet vil det være avhengig av størrelse på de anlegg som bygges og volum av energikildene som utnyttes per anlegg og andre lokale og prosjektspesifikke forutsetninger. Samtidig er merkostnaden ved substitusjon sterkt avhengig av hvilken oljepris de enkelte sluttbrukere vil få. Dette varierer mye spesielt innenfor industrien. Det vil alltid være mulig for storkunder å forhandle seg fram til lavere priser enn gjennomsnittlig listepriser. I 1997 var gjennomsnittsprisen inkl. avgifter, på parafin og lettolje til fyring mellom 22 og 24 øre/kWh nyttiggjort energi for småkunder (SSB, 1999). I beregning av merkostnader har vi forutsatt at olje/parafin til fyring har en fremtidig energipris i 2010 på gjennomsnittlig 15 øre/kWh i industrien og 22 øre/kWh i tjenesteytende sektor og boliger(husholdningssektoren). Det er forbundet stor usikkerhet til antagelser om fremtidige priser på energivarer, men det er lite trolig at de blir lavere enn dagens nivå.

Presisjonen i anslaget for energisubstitusjon er vurdert til ± 25 prosent (KanEnergi, 1998). Vår vurdering er at estimerte merkostnader har en usikkerhet på opp til ± 100 prosent.

Variasjonen i kostnadsnivået innenfor de gjennomsnittberegnede tiltakspunktene kan være opp til flere hundre prosent, for eksempel utnyttelse av varmepumpe i industrien med variasjon på mellom 5 og 50 øre/kWh (se tabell A-II-1).

Tabell A-II-1: *Potensialer for substitusjon av olje med alternaive energikilder ved ulike energipriser i 2010. Forutsatt oljepris 15 øre/ kWh i industrien og 22 øre/kWh i bolig og tjenesteytende sektor.(underlag for figur A-II-1 og 2).*

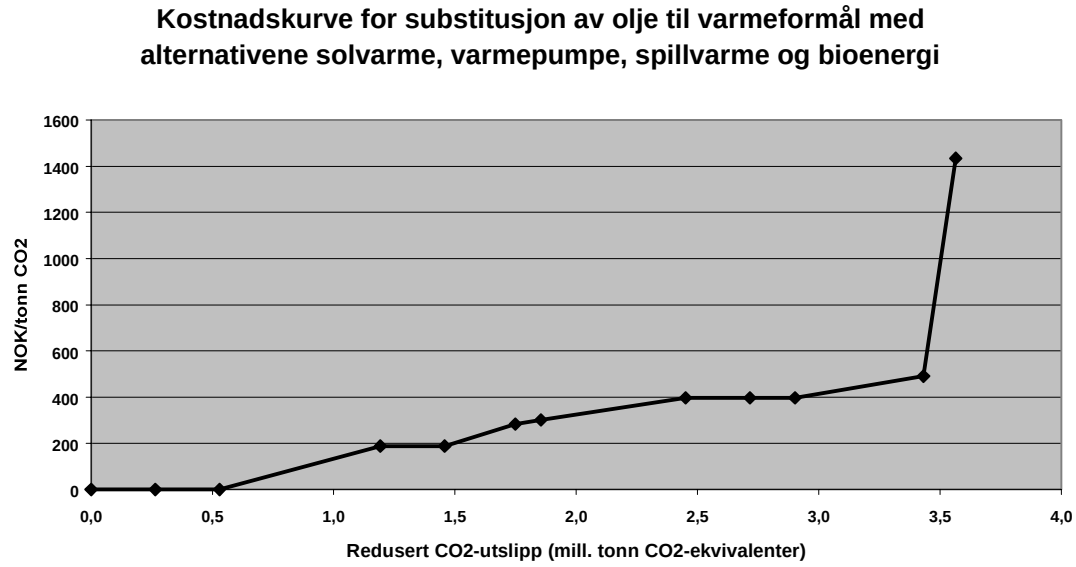
		Subst.	Oljepris	Alternativets pris øre/kWh		Merkost.	CO2-red.	Kost.eff.
	Substitusjon av Olje med:	TWh	øre/kWh	Gj.snitt	spenn	øre/kWh	Mill tonn	kr/tonn
A-II-17	Varmepumpe: tjenesteytende – gjenvinning fra kjøling	1,0	22	15	10-20	-7	0,27	<0
(1)	Bioenergi: industri – Produksjonsavfall	1,0	15	10	0-20	-5	0,27	<0
A-II-18(2)	Varmepumpe: industri – fra vann til vannbårne anlegg	2,5	15	20	15-25	5	0,66	189
A-II-19	Bioenergi: industri – Flisfyring/foredlet	1,0	15	20	15-25	5	0,27	189
A-II-20(2)	Varmepumpe: industri – bruk av spillvarme	1,1	15	22,5	5-50	7,5	0,29	283
A-II-21	Varmepumpe: tjenesteytende – bruk av spillvarme	0,4	22	30	10-50	8	0,11	302
A-II-22	Bioenergi: tjenesteytende – foredlet brensel	2,3	22	32,5	25-40	10,5	0,60	396
A-II-23	Varmepumpe: tjenesteytende – fra vann til vannbårne anlegg	1,0	22	32,5	25-40	10,5	0,27	396
A-II-24	Solenergi: bolig og tjenesteytende - tappevann og oppvarming	0,7	22	32,5	<45	10,5	0,19	396
A-II-25	Bioenergi: bolig – foredlet brensel	2,0	22	35	30-40	13	0,53	491
A-II-26	Solenergi: bolig – Rom oppvarming	0,5	22	60	50-70	38	0,13	1434

(1) Det angitte reduksjonspotensialet må sees på som summen av de bioenergitiltak som er inkludert i tiltakene på bedriftsnivå. For å hindre dobbeltelling er dette tiltaket ikke inkludert i kostnadskurven.

(2) For å hindre dobbeltelling er disse tiltakene fratrukket det som er angitt som varmepumpe og spillvarmetiltak på bedriftsnivå.

Utslippsreduksjoner og partiell kostnadseffektivitet

Tiltaket dimensjoneres i forhold til KanEnergis anslag i 2010, basert på ovenstående potensialberegninger og kostnader (se figur A-II-1 og tabell A-II-1). Det vil si at inn til i overkant av 13 TWh oljeforbruk substitueres med alternative og fornybare energikilder i 2010. Det gir en samlet utslippsreduksjon på i overkant av 3,5 mill tonn CO_2-ekvivalenter. I figur A-II-2 framgår det hvordan kostnadseffektiviteten endres med økende mengde substitusjon av olje og derigjennom reduserte utslipp.



Figur A-II-2: *Utslippsreduksjon og marginalkostnad i 2010.(Tiltak med kostnad mindre enn null, dvs. lønnsomme, er angitt med kostnad null i det videre arbeidet).*

Som vi ser av tabell A-II-1 og figur A-II-2 indikeres det at om lag 0,5 mill. tonn CO_2-ekvivalenter kan reduseres ved tiltak som er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Deretter er det et sprang opp til 200 NOK/tonn CO_2 for neste tiltak. Innenfor hvert tiltakspunkt angitt på figuren og tabellen er det stor variasjon. Innenfor hvert punkt kan det være tiltak til halve kostnaden og tiltak dobbel kostnad. Vår vurdering er likevel at kurven viser et rimelig bilde av kostnadssituasjonen for ulike substitusjonsmuligheter mellom olje og andre alternative energikilder.

Samlet realiserbart potensial er om lag 13 TWh og kan gi en utslippsreduksjon på nesten 3,5 mill CO_2 ekvivalent. Kostnadene varierer og dyreste substitusjon er estimert til over 1400 NOK/tonn CO_2 .

Deler av dette potensialet er belyst ved tiltak i industrianalysen(SFT, 1999) og er derfor trukket ut i det videre arbeidet. Til sammen gjelder det om lag 0,5 TWh eller 0,15 mill tonn CO_2.

Virkemidler

Aktuelle virkemidler er

- Prispolitikken på energi, dvs. avgifter på el., olje.
- Tilskudd til prosjekter
- Informasjon om teknologiske muligheter
- Planleggingshjelp til kommuner

B. PROSESS UTSLIPP

I. Metallindustri

Tiltak B-I-01: Reduksjoner i utslipp av PFK fra aluminiumindustrien

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Hydro Forskning og Utvikling av 31.08.99, Elkem Aluminium Lista av 26.08.99, Elkem Aluminium Mosjøen av 02.09.99 og Sør-Norge Aluminium av 04.09.99. I tillegg basert på avtale om reduksjon av utslipp av klimagasser mellom Miljøverndepartementet og aluminiumindustrien av 09.06.97. Utslippstall for 1990 er basert på data i nevnte avtale og utslippstall for 1998 er basert på bransjens årsrapportering i forbindelse med avtalen. Data om forventede fremtidige utslipp er basert på bedriftenes redegjørelser i august/september 1999.

Beskrivelse av utslippskilden

Det er i dag 7 aluminiumverk i Norge; Hydro Aluminium 4, Elkem Aluminium 2 og Sør-Norge Aluminium 1. Av disse har et verk kun prebaketeknologi og et verk kun søderberg-teknologi. De øvrige 5 verkene har en blanding av de to teknologiene. I 1998 var 39% av den totale produksjonen av aluminium fra søderbergovner. Det er under planlegging og utredning konvertering fra søderberg til prebake ved flere verk, men kostnadene er høye så det er usikkert hvor stor andel produksjonen som vil være basert på prebaketeknologi i framtiden.

Utslippene av klimagasser fra primærverkene består av CO_2 som dannes ved anoden ved en elektrokjemisk reaksjon mellom karbon i anodematerialet og aluminiumoksid oppløst i elektrolytten. Reaksjonsligningen er: $2\ Al_2O_3 + 3\ C = 4\ Al + 3\ CO_2$

Utslippene av CO_2 kan vanskelig påvirkes, og vil derfor øke eller reduseres i takt med produksjonsmengden.

Utslipp av PFK-gasser (CF_4 og C_2F_6) oppstår ved anodeeffekt (bluss) i prosessen. Med bluss menes at cellen har en høy cellespenning i en viss tid på grunn av underskudd av aluminiumoksid i elektrolytten. Mengdene utslipp av PFK-gasser vil være avhengig av blussfrekvens, blusslengde og strømstyrke. Prebake-celler har betydelig lavere blussfrekvens enn søderberg-celler, men ved innføring av tiltak på søderberg-celler reduseres blussfrekvensen betydelig og ned mot nivået i prebake-celler. Blusslengden er kortere på prebake-celler enn søderberg-celler, inkludert søderberg-celler hvor det er innført tiltak.

Tabell B-I-01: *Historiske og forventede utslipp av klimagasser, eksl. utslipp fra fyring (kt CO2-ekvivalenter)*

	1990			**1998**			**2005 - 2015**		
	CO2	PFK	Sum	CO2	PFK	Sum	CO2	PFK	Sum
Hydro Aluminium	1014	1996	3010	1216	915	2131	1094	696	1790
Elkem Aluminium	339	734	1073	339	311	650	390	121	511
Sør-Norge Aluminium	116	532	648	164	40	204	195	144	339
Totalt for bransjen	*1469*	*3262*	*4731*	*1719*	*1266*	*2985*	*1679*	*961*	*2640*

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

I henhold til avtalen om reduksjon av utslipp av klimagasser mellom Miljøverndepartementet og aluminiumindustrien, skal de spesifikke klimagassutslippene målt i tonn CO_2-ekvivalenter pr tonn produsert primær aluminium fra aluminiumindustrien totalt, reduseres med 50% innen utløpet av 2000 og 55% innen utløpet av 2005 i forhold til utslippsnivået i 1990. Det ble i forbindelse med avtalen utarbeidet detaljerte handlingsplaner fordelt på de enkelte verk. Selskapene har ikke forpliktet seg til å følge disse planene, og kan foreta omrokkeringer av reduksjonstiltak både innenfor det enkelte selskap og mellom selskapene. Tiltakene beskrevet i handlingsplanen oppfyller ikke en reduksjon på 55% innen 2005. Selskapene må derfor redusere utslippene noe mer enn hva som fremgår av de fremlagte planene.

Tiltakene gir også reduserte utslipp av støv, fluorider, PAH, og reduserte avfallsmengder.

Det er gjennomført følgende tiltak ved Hydro Aluminium:

- Punktmater-teknologi i prebake-cellene ved Sunndal og Årdal (1989/90)
- Punktmater-teknologi i søderberg-cellene ved Karmøy (1997/1998)

Det gjenstår følgende tiltak ved Hydro Aluminium

- Punktmater-teknologi i søderberg-cellene ved Årdal innen 2000
- Punktmater-teknologi i søderberg-cellene ved Høyanger innen 2000

Ved Elkem Aluminium Lista har utviklingen av punktmaterteknologien foregått fra 1987 til 1996. Teknologien har vært utprøvd i en hel elektrolysehall siden utgangen av 1996. Videre vil innføring av punktmatere for hele verket være gjennomført innen utgangen av 2000.

Ved Elkem Aluminium Mosjøen skal det i pre-bake anlegget i hele avtaleperioden pågå arbeid med å forbedre punktmaterutstyr, datautstyr og tilhørende driftsrutiner. Det var også en målsetting at punktmating vil bli installert i perioden 2001 og 2004 i søderberg-cellene. Det er nå besluttet å detaljprosjektere konvertering av søderbergdelen til prebake teknologi. Dersom det blir bevilget midler til prosjektet vil konverteringen være avsluttet ved utgangen av 2002.

Ved Sør-Norge Aluminium er det gjennom tekniske forbedringer oppnådd en reduksjon av klimagasser for perioden 1990-1998 på 68%.

Tabell B-I-01.2: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2) *	1700	1700	1700	1700
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (tonn PFK) *	148	148	148	148

**** uten tiltak utover det som ligger i avtale mellom bransjen og MD***

Kostnader

Hydro Aluminium har i forbindelse med avtalen i 1997 oppgitt en kostnad på totalt 190 mill NOK, fordelt på 35 mill NOK i Høyanger, 105 mill NOK på Karmøy og 50 mill NOK i Årdal.

Elkem har i forbindelse med avtalen i 1997 oppgitt en total kostnad på 235 mill NOK, fordelt på 100 mill NOK for Elkem Aluminium Lista og 135 mill NOK for Elkem Aluminium Mosjøen.

Elkem Aluminium Lista oppgir i 1999 utbyggingskostnader for perioden 1994 –1998 til 53.9 mill NOK, og 91 mill NOK for perioden 1999 til 2001. Utviklingskostnadene er estimert til ca. 100 mill. NOK. Det antas at økningen i vedlikeholdskostnadene utjevnes som følge av bemanningseffektivisering. Energiforbruket viser hittil en reduksjon på 0,2 kWh/kg aluminium. Avfallsmengdene går ned som følge av redusert støving og bedre utnyttelse av råvarer. Punktmatere har lang levetid.

Elkem Aluminium Mosjøen oppgir i 1999 investeringskostnadene for å konvertere til prebake-teknologi å være ca 850 mill NOK. Driftskostnadene vil å gå ned. Konvertering til prebake-teknologi forventes å ha en økonomisk levetid på 30 år.

Sør-Norge Aluminium har ikke oppgitt kostnader ved gjennomførte tiltak.

Virkemidler

Virkemiddelet er frivillig avtale mellom aluminiumsindustrien og Miljøverndepartementet. Tiltakene er allerede vedtatt og skal gjennomføres innen 2005.

Tiltak B-I-01b: Reduksjoner i klimagassutslipp fra aluminiumindustrien – ekstratiltak for å oppfylle avtalen fra 1997 om –55% red. i klimagassutslipp per produsert enhet.

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Hydro Forskning og Utvikling av 31.08.99, Elkem Aluminium Lista av 26.08.99, Elkem Aluminium Mosjøen av 02.09.99 og Sør-Norge Aluminium av 04.09.99. I tillegg basert på avtale om reduksjon av utslipp av klimagasser mellom Miljøverndepartementet og aluminiumindustrien av 09.06.97. Utslippstall for 1990 er basert på data i nevnte avtale og utslippstall for 1998 er basert på bransjens årsrapportering i forbindelse med avtalen. Data om forventede fremtidige utslipp er basert på bedriftenes redegjørelser i august/september 1999.

Beskrivelse av utslippskilden

Det er i dag 7 aluminiumverk i Norge; Hydro Aluminium 4, Elkem Aluminium 2 og Sør-Norge Aluminium 1. Av disse har et verk kun prebaketeknologi og et verk kun søderberg-teknologi. De øvrige 5 verkene har en blanding av de to teknologiene. I 1998 var 39% av den totale produksjonen av aluminium fra søderbergovner. Det er under planlegging og utredning konvertering fra søderberg til prebake ved flere verk, men kostnadene er høye så det er usikkert hvor stor andel produksjonen som vil være basert på prebaketeknologi i framtiden.

Utslippene av klimagasser fra primærverkene består av CO_2 som dannes ved anoden ved en elektrokjemisk reaksjon mellom karbon i anodematerialet og aluminiumoksid oppløst i elektrolytten. Reaksjonsligningen er: $2\ Al_2O_3 + 3\ C = 4\ Al + 3\ CO_2$

Utslippene av CO_2 kan vanskelig påvirkes, og vil derfor øke eller reduseres i takt med produksjonsmengden.

Utslipp av PFK-gasser (CF_4 og C_2F_6) oppstår ved anodeeffekt (bluss) i prosessen. Med bluss menes at cellen har en høy cellespenning i en viss tid på grunn av underskudd av aluminiumoksid i elektrolytten. Mengdene utslipp av PFK-gasser vil være avhengig av blussfrekvens, blusslengde og strømstyrke. Prebake-celler har betydelig lavere blussfrekvens enn søderberg-celler, men ved innføring av tiltak på søderberg-celler reduseres blussfrekvensen betydelig og ned mot nivået i prebake-celler. Blusslengden er kortere på prebake-celler enn søderberg-celler, inkludert søderberg-celler hvor det er innført tiltak.

Handlingsplanen til aluminiumsindustrien synes ikke å være tilstrekkelig til å oppfylle målet om –55% reduksjon per produsert enhet, som er nedfelt i avtalen mellom Aluminiumsindustrien og myndighetene.

SFT/Civitas har selv beregnet hvor store reduksjoner som må til for å tilfredstille avtalen og angitt dette som et *EKSTRA klimatiltak for aluminiumsindustrien.*

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

I henhold til avtalen om reduksjon av utslipp av klimagasser mellom Miljøverndepartementet og aluminiumindustrien, skal de spesifikke klimagassutslippene målt i tonn CO_2-ekvivalenter pr tonn produsert primær aluminium fra aluminiumindustrien totalt, reduseres med 50% innen

utløpet av 2000 og 55% innen utløpet av 2005 i forhold til utslippsnivået i 1990. Det ble i forbindelse med avtalen utarbeidet detaljerte handlingsplaner fordelt på de enkelte verk. Selskapene har ikke forpliktet seg til å følge disse planene, og kan foreta omrokkeringer av reduksjonstiltak både innenfor det enkelte selskap og mellom selskapene. Tiltakene beskrevet i handlingsplanen oppfyller ikke en reduksjon på 55% innen 2005. Selskapene må derfor redusere utslippene noe mer enn hva som fremgår av de fremlagte planene.

SFT og Civitas har laget et estimat på hva en oppfyllelse av avtalemålet vil innebære, ved å redusere utslippet i 1990 med 55%, for deretter å framskrive dette med en produksjonsvekst.

Et problem med denne tilnærmingen er at bransjen og Finansdepartementet/SFT anvender ulike historiske utslippstall for 1990. Videre har Bransjen og Finansdepartementet også bruk ulike forutsetninger om veksten framover mot 2010. Veksten som bransjen legger til grunn er 14% , mens Finansdepartementet anvender 32%.

I den helhetlige analysen baserer SFT seg på de siste offisielle historiske utslippstall, samt framskrivninger og vekstforutsetninger fra Finansdepartementet. **Med bakgrunn i disse tallene og opplysningene i bransjens handlingsplan indikerer våre beregninger at de samlede klimagassutslippene fra aluminiums industrien må reduseres med ytterligere 0,57 mill tonn CO_2 ekvivalenter i 2010.**

Reduksjonene kan komme gjennom ytterligere PFKtiltak eller reduksjoner i CO_2 utslippene.

Det understrekes at dette er et svært usikkert estimat og at det trolig må revurderes når det i løpet av 2000 vil foreligge dokumentasjon og nye opplysninger om utslippene i 1990 og effekten av tiltakene skissert i handlingsplanen fra bransjen.

Kostnader

De reduksjoner som kommer som følge av avtalen og bransjens handlingsplan er lagt inn i framskrivningene og ikke tillagt noen kostnad. Imidlertid har vi for de ekstra klimatiltakene vi mener må til for å oppfylle avtalen, men som ikke er angitt i bransjens handlingsplan valgt å estimere noen kostnader med utgangspunkt kostnader angitt i beskrivelsen av tiltak ”B-I-01: Reduksjon i utslipp av PFK fra aluminiumsindustrien”.

Hydro Aluminium har i forbindelse med avtalen i 1997 oppgitt en kostnad på totalt 190 mill NOK, fordelt på 35 mill NOK i Høyanger, 105 mill NOK på Karmøy og 50 mill NOK i Årdal.

Elkem har i forbindelse med avtalen i 1997 oppgitt en total kostnad på 235 mill NOK, fordelt på 100 mill NOK for Elkem Aluminium Lista og 135 mill NOK for Elkem Aluminium Mosjøen.

Elkem Aluminium Lista oppgir i 1999 utbyggingskostnader for perioden 1994 –1998 til 53.9 mill NOK, og 91 mill NOK for perioden 1999 til 2001. Utviklingskostnadene er estimert til ca. 100 mill. NOK. Det antas at økningen i vedlikeholdskostnadene utjevnes som følge av bemanningseffektivisering. Energiforbruket viser hittil en reduksjon på 0,2 kWh/kg aluminium. Avfallsmengdene går ned som følge av redusert støving og bedre utnyttelse av råvarer. Punktmatere har lang levetid.

Elkem Aluminium Mosjøen oppgir i 1999 investeringskostnadene for å konvertere til prebake-teknologi å være ca 850 mill NOK. Driftskostnadene vil å gå ned. Konvertering til prebake-teknologi forventes å ha en økonomisk levetid på 30 år.

Sør-Norge Aluminium har ikke oppgitt kostnader ved gjennomførte tiltak.

Samlede investeringer for bransjens handlingsplan er oppgitt til et sted mellom 480 og 1280 mill. NOK. Teknologien har en levetid på mellom 20-30 år. Ved 7% rente gir det en årlig kostnad på mellom 45 og 120 mill. NOK. Handlingsplanen gir reduksjonen av PFK på ca 2,3 mill tonn/år. Dette gir en marginalkostnad på anslagsvis mellom 20 og 50 NOK/tonn.

Vi forutsetter at "de ekstra klimatiltakene" som vi her har vurdert har en marginalkostnad i den øvre delen av anslaget ovenfor, det vil si ca 50 NOK/tonn, og bruker dette i den helhetlige analysen.

Årlig merkostnad er estimert til ca 28,5 mill NOK for "ekstratiltaket".

Tiltak B-I-02: Bruk av biokarbon som reduksjonsmiddel i ferrosilisium og silisiummetall-industrien

Basert på data og opplysninger i brev fra PIL til SFT av 01.09.99 med følgende vedlegg:

- SINTEF-rapport STF24 A99572; "Bruk av biokarbon i norsk ferrolegeringsindustri, Feasibilitystudie 1999".
- Utredning av 14.03.99 fra PIL vedr. reduksjonspotensialer innen ferrolegeringsindustrien mhp CO_2.
- Utdrag fra ECON-utredning om klimatiltak i Norge.

Beskrivelse av utslippskildene

Det produseres ferrosilisium (FeSi) og silisium-metall (Si-met) ved 11 smelteverk i Norge. De kvantitativt viktigste produktene er 75 % FeSi, 92 % FeSi og Si-met. Produksjonsnivå i 1998 var ca. 475 ktonn FeSi (som 75 %) og ca. 150 ktonn Si-met.

Utslippene av CO_2 fra verkene stammer i all hovedsak fra bruken av kull og koks som reduksjonsmiddel i prosessen. SINTEF har tidligere beregnet faktorer for utslipp av CO_2 fra produksjon av FeSi og Si-met, på hhv 3,9 og 4,7 tonn per tonn produsert dersom trekull ikke benyttes. Benyttes disse faktorene får en et samlet utslipp fra bransjen på ca. 2.560 ktonn. Biokarbon (trekull og flis) benyttes også til en viss grad som reduksjonsmiddel og står i dag for i overkant av 10 % av nødvendig fix-C i prosessen. Utslipp av andre klimagasser er ubetydelig og vil ikke bli omtalt i denne sammenheng.

I tillegg til CO_2-utslippene fra de norske verkene, slippes det også ut CO_2 i forbindelse med uttak og transport av fossilt råstoff i utlandet. Ca. 80 % av de totale CO_2-utslippene som er knyttet til produksjon av ferrosilisium og silisiummetall skjer i Norge og ca. 20 % i utlandet.

Det eksisterer i følge utredningen fra SINTEF ingen alternative prosesser som på et teknisk/økonomisk grunnlag kan erstatte bruken av karbon som reduksjonsmiddel i ferrolegeringsindustrien.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Tiltaket som er beskrevet her går ut på å erstatte fossilt kull og koks med biokarbon (trekull) i produksjonen av ferrosilisium og silisiummetall.

SINTEF har gjort feasibility-studier ved Elkem Bremanger, som produserer 75 % FeSi og 92 % FeSi, og FESIL Holla, som produserer Si-met (SINTEF, 1999). Det er bl.a. utredet kostnader og utslippsreduksjoner ved å øke andelen biokarbon (trekull) med 40 % ved de to verkene. Det er ikke klart hvor høy andel biokarbon som det kan være mulig å benytte i smelteprosessen, og 40 % biokarbon er derfor ikke å betrakte som en øvre grense.

SINTEF konkluderer med at de norske spesifikke CO_2-utslippene knyttet til FeSi-produksjon ved Elkem Bremanger og Si-met-produksjon ved FESIL Holla kan reduseres med 32 % for FeSi 75 %-produksjon, 30 % for FeSi-92 %-produksjon og 40 % for Si-met-produksjon, ved en overgang til 40 % biokarbon.

Dersom man legger til grunn at det er mulig å øke andelen biokarbon med 40 % i hele bransjen, og ikke bare ved Bremanger og Holla, kan man ut i fra SINTEFs beregninger gjøre

grove overslag over nasjonale utslippsreduksjoner. Samlet utslippsreduksjon fra bransjen vil da være ca. 900 ktonn CO_2 per år, jf tabell B-I-02.1.

Det er usikkert når en eventuell overgang til bruk av mer biokarbon i norsk ferrosilisium/ silisiummetall-industri kan skje. I tabell B-I-02.1 - 02.3 er tiltaket forutsatt iverksatt innen år 2010.

SINTEF har også utredet mulighetene for å etablere produksjon av trekull i Norge basert på norsk trevirke. Tilgangen på trevirke i Norge vil i følge SINTEFs utredning ikke kunne dekke en overgang til 40 % biokarbon ved Elkem Bremanger og FESIL Holla på kort sikt. På lengre sikt vil tilgangen på norskprodusert trekull kunne økes tilstrekkelig til å forsyne de to verkene, men ser man hele bransjen under ett vil det ikke være realistisk å skaffe nok norsk trevirke i overskuelig framtid. En omlegging til bruk av mer biokarbon i hele bransjen forutsetter derfor økt import av trevirke eller trekull.

Tabell B-I-02.1: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2010	**Full effekt**
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	2.650	2.650
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	2.650	2.650
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2)	900	900
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2-ekvivalenter)	900	900

Tabell B-I-02.2: *Utslippsreduksjoner av andre gasser*

	2010	**Full effekt**
Svoveldioksid - reduksjon i tonn	1.700	1.700

Kostnader

Råstoffkostnader har stor betydning for lønnsomheten i ferrolegeringsindustrien. Biokarbon er i dag langt dyrere enn fossilt kull og koks. Kostnadene for trekull levert til smelteverk i Bremanger eller på Kyrksæterøra er beregnet til ca. 3.500 kr/tonn fix C for trekull produsert ved et tenkt norsk pyrolyseverk, hovedsaklig basert på norsk trevirke. Importert trekull koster i dag 2.000 - 2.500 kr/tonn fix C, mens kull og koks koster 1000-1500 kr/tonn fix C.

Ved Elkem Bremanger vil en overgang til bruk av 40 % biokarbon i form av norskprodusert trekull medføre en kostnadsøkning på drøyt 600 kr/tonn FeSi. Ved FESIL Holla vil en overgang til bruk av 40 % biokarbon i form av norskprodusert trekull medføre en kostnadsøkning på ca 700 kr/tonn Si-met. Årsaken til at de beregnede spesifikke kostnadene er forskjellige, er i hovedsak at biokarbon vil erstatte fossilt kull i Si-Met-produksjonen ved FESIL Holla og koks i FeSi-produksjonen ved Elkem Bremanger. Ved å bruke importert trekull reduseres merkostnadene med ca 36%.

Dersom man legger til grunn at det er mulig å øke andelen biokarbon med 40 % i hele bransjen kan man gjøre grove kostnadsoverslag som vist i tabell 3 og 4. De beregnede totalkostnadene baserer seg på produksjonsnivå som tilsvarer omtrentlig dagens produksjonskapasitet og spesifikke kostnader som beregnet for FeSi-produksjon ved Elkem Bremanger og Si-met-produksjon ved FESIL Holla. Totalt gir dette en kostnadsøkning på ca. 400 MNOK ved norskprodusert trekull og ca 260 MNOK ved importert trekull.

Kostnadseffektiviteten av tiltaket sett under ett vil med dette være i størrelsesorden 290 til 450 kr per tonn CO_2 redusert.

De beregnede kostnadene ved å øke andelen av biokarbon med 40 % i den norske FeSi- og Si-met-industrien er beheftet med betydelig usikkerhet. I hovedsak baserer kostnadsoverslagene seg på følgende forutsetninger:

- Det forutsettes at det kan skaffes til veie nok trekull til den samme prisen som SINTEF har beregnet og lagt til grunn for sine beregninger, 3 500 (norsk) eller 2 250 (import) kr/tonn fix C. Dette forutsetter økt import av trekull. Det knytter seg betydelig usikkerhet til framtidig pris på trekull.
- Det forutsettes at verkene ikke påføres andre utgifter enn økte råstoffkostnader ved overgang til bruk av mer biokarbon. Eventuelle investeringer som måtte være nødvendige ved de enkelte verk for å kunne øke bruken av biokarbon er derfor ikke inkludert i kostnadene i tabell B-I-02.3.
- Det forutsettes at andelen biokarbon kan økes uten at dette påvirker produktkvalitet og pris på produktet.

SINTEFs beregninger viser ellers at kostnadene ved en overgang til 40 % biokarbon fra norskprodusert trekull tilsvarer 480-530 kr pr. tonn CO_2 redusert i Norge ved produksjon av FeSi, og ca 400 kr pr. tonn CO_2 redusert i Norge ved produksjon av Si-metall. Kostnadseffektiviteten reduseres med 36% ved bruk av importert trekull.

Kostnadene på norskprodusert trekull kan tenkes redusert ved å effektivisere innsamling av trevirke ytterligere, ved å øke trekullutbyttet i selve pyrolyseprosessen, ved å velge billigere og mindre arbeidskrevende pyrolyseprosess eller ved å plassere pyrolyseverket ved en by hvor det er tilrettelagt for fjernvarme med muligheter for salg av all overskuddsvarme fra pyrolyseprosessen. Internasjonalt er det grunn til å tro at man i kommende år vil kunne se en industrialisering av trekullproduksjonen, uten at det nå kan sies hvordan dette vil innvirke på prisnivået.

Overgang til bruk av 40 % trekull vil i følge SINTEFs utredning kunne redusere utslippene av svoveldioksid med 30 % fra Si-met-produksjon og 16-17 % fra FeSi-produksjon. Ut i fra disse tallene og rapporterte SO_2-utslipp for 1998 er det grovt anslått at dette innebærer en reduksjon av de totale SO_2-utslippene fra bransjen med ca. 1.700 tonn pr. år, jr. tabell 2. Eventuelle innsparing som dette måtte representere for bedriftene i form av reduserte svovelavgifter er ikke inkludert i de beregnede kostnadene.

Tabell B-I-02.3: *Kostnader ved bruk av importert trekull*

	2010	**Full effekt**
Merkostnad til investering (1000 NOK)	0	0
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	0	0
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	256 000	256 000
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	256 000	256 00
Kostnadseffektivitet (NOK /tonn CO_2)	290	290

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være konsesjonskrav til utslipp av fossilt CO_2, avgifter eller kvoter på klimagassutslipp.

Tiltak B-I-03: Erstatte SF_6 med SO_2 som dekkgass ved utstøping av magnesium ved Hydros magnesiumfabrikk i Porsgrunn

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Norsk Hydro av 31.08.99 (98/3580-42), tidligere analyser av tiltaket og opplysninger i e-mail fra Hydro 14.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Metallisk magnesium produseres ved Norsk Hydro i Porsgrunn. Magnesiumproduksjonen medfører klimagassutslipp i form av CO_2 fra prosess og fra direkte fyring i prosess, samt utslipp av SF_6 i forbindelse med utstøping av metallet. Tidligere ble SO_2 benyttet som dekkgass, men særlig av hensyn til arbeidsmiljø gikk en over til bruk av SF_6 i løpet av perioden 1979 – 1982. Utstøpingen skjer uten oppsamling eller gjenvinning, og utslippet av SF_6 er således lik forbruket.

I 1990 var utslippet av SF_6 fra magnesiumfabrikken 90 tonn, tilsvarende ca. 2.150 ktonn CO_2-ekv. I takt med økt fokus på klimagassutslipp og kunnskap om SF_6 betydelige klimaeffekt, har bedriften redusert utslippet betydelig gjennom bedrede rutiner og økt effektivitet i bruken av SF_6. Utslippet i 1998 var 24 tonn, tilsvarende ca. 575 ktonn CO_2-ekv., som er noe høyere en gjennomsnittet de siste årene. Uten ytterligere tiltak forventes utslippene av SF_6 å tilsvare ca. 410 ktonn CO_2-ekv. i år 2000, for deretter å øke til ca. 430 ktonn CO_2-ekv. i perioden 2005 – 2015.

Utslippene av CO_2 var 243 ktonn i 1998. Uten tiltak forventes dette utslippet å øke til 305 ktonn per år fra 2005.

Magnesiumfabrikken samlet betraktes som kilde for utslippet.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Hydro har ikke beskrevet mulige tiltak for reduksjoner i utslipp av CO_2 fra magnesium-produksjonen.

For SF_6 er det imidlertid beskrevet et tiltak som går ut på å fase ut bruken av SF_6 og i stedet gå over til igjen å benytte SO_2 som dekkgass. Gjennomføres tiltaket oppnås en 100 % reduksjon i utslippet. Tiltaket vil imidlertid medføre en økning i utslipp av SO_2 på ca. 30 tonn per år. Dette anses å være et meget moderat bidrag til forsuring sammenholdt med andre utslipp i området. Viktig forutsetning for at tiltaket kan gjennomføres er imidlertid at en av hensyn til arbeidsmiljø lykkes i å utvikle en mer lukket utstøpingsprosess uten å redusere kvaliteten av produktet.

Tabell B-I-03.1: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	285	305	305	305
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	0	0	0	0
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	0	0	0	0
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (tonn SF6)	18	18	18	18
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (tonn SF6)	18	18	18	18
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (tonn SF6)	18	18	18	18
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	430	430	430	430

Tabell B-I-03.2: *Utslippsreduksjoner av andre gasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Svoveldioksid - SO2 (tonn/år) *****	- 30	- 30	- 30	- 30

* Økning i utslipp

Kostnader

For tiltaket er det antatt 20 års levetid og 7 % rente, som gir annuitetsfaktor 0,09439.

Kostnadene forbundet med omleggingen er anslått til ca. 25 MNOK. Netto endringer i driftskostnader er anslått å være små. Se tabell 3 for kvantitative beregninger av kostnader.

Tabell B-I-03.3: *Kostnader*

	2005	2010	2015	Full effekt
Teknisk-økonomisk levetid	20 år			
Merkostnad til investering (1000 NOK)	25.000			25.000
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	2.360	2.360	2.360	2.360
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	2.360	2.360	2.360	2.360
Kostnadseffektivitet (NOK / kg SF6)	131	131	131	131
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	6	6	6	6

Virkemidler

Utslippet av SF6 er også regulert i utslippstillatelse etter f-loven. Andre aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot utslipp av klimagasser.

B. PROSESS UTSLIPP

II. Annen industri

Tiltak B-II-01: Redusert fakling ved Borealis

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Borealis 13.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Bedriften produserer plastråstoffene polypropylen (PP) og polyetylen (PE) med våtgass som råstoff. Virksomheten medfører utslipp av CO_2 fra forbrenning av gass i fyrkjel og ved fakling fra prosessen.

Bedriften opplyser at utslippstallene for 1990 er usikre, men at utslippet fra fyrkjelen var 26 ktonn i 1991. Utslipp fra fakling er ikke angitt. I PILs oversikt over klimagassutslipp fra medlemsbedriftene oppgis utslippet i 1990 totalt å være 40 ktonn CO_2. I 1998 var utslippet totalt 65,5 ktonn CO_2. Uten tiltak forventes utslippet i perioden 2000 – 2015 å ligge på ca. 38 ktonn fra kjel og ca. 23 ktonn fra fakling (forutsatt 3 kg CO_2 per kg gass), totalt ca. 61 ktonn CO_2 per år.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Bedriften har beskrevet flere tiltak;
- Fakling – Reduksjon i utslipp pga. ny instrumentering.
- Kjelanlegget – Benytte faklingsgass som fyrgass.
- Kjelanlegget – Øke hydrogeninnholdet i fyrgassen.

Det er også beskrevet to tiltak som gjelder reduksjoner i utslipp av NOx og VOC.

Tiltakene knyttet til kjelanlegget er anslått å kunne gi en utslippsreduksjon på ca. 10 ktonn CO2 per år, men det er ikke utredet kostnadstall eller mulig gjennomførings år for tiltakene.

Tiltaket rettet mot fakling omfatter installering av bedre overvåkingsutstyr som skal kunne resultere i bedre kontroll og oppfølging av hendelser som igjen bidrar til generell bedret drift og redusert omfang av fakling. Tiltaket forventes gjennomført i løpet av år 2000, og full effekt forventes oppnådd fra år 2003. Mengden gass til fakling vil bli redusert med 3.200 tonn/år, som med faktor 3 kg CO_2 pr kg gass, gir en utslippsreduksjon på ca. 10 ktonn CO_2 pr år.

Tiltaket vil også gi en reduksjon i utslipp av NOx beregnet til 6,5 tonn pr år.

Se tabell B-II-01.1 og B-II-01.2 for kvantitative beregninger.

Tabell B-II-01.1: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2020	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	61	61	61	61
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	23	23	23	23
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	10	10	10	10
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	10	10	10	10

Tabell B-II-01.2: *Utslippsreduksjoner av andre gasser*

	2005	2010	2020	Full effekt
Nitrogenoksider - NOx - reduksjon i tonn	6,5	6,5	6,5	6,5

Kostnader

Tiltakets investeringskostnad er oppgitt til 5 MNOK. Bedriften har angitt en levetid for tiltaket på 10 år. Normalt for tiltak på produksjonsanlegg settes levetid til 20 år. I beregningen av kostnadseffektivitet er det benyttet levetid 20 år og 7 % rente, som gir en annuitetsfaktor på 0,09439.

Endringer i driftskostnader er oppgitt å være 6,4 MNOK pr år i positiv retning. Dette skyldes primært redusert råstofftap ved redusert fakling.

Selv om kostnadseffektiviteten var beregnet ut fra levetid 10 år, slik bedriften har anslått, ville tiltaket hatt god kostnadseffektivitet.

Se tabell B-II-01.3 for kvantitative beregninger av kostnader.

Tabell B-II-01.3: *Kostnader*

	2005	2010	2020	Full effekt
Teknisk-økonomisk levetid				20 år
Merkostnad til investering (1000 NOK)	5.000			5.000
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	471	471	471	471
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-6.400	-6.400	-6.400	-6.400
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	- 5.900	- 5.900	- 5.900	- 5.900
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2)	0	0	0	0
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	0	0	0	0

Virkemidler

Tiltaket er allerede detaljprosjektert og forventes gjennomført i år 2000. Aktuelle virkemidler kan for øvrig være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot utslip av klimagasser.

Tiltak B-II-02: Overgang fra våtgass til naturgass i ammoniakkproduksjon – Norsk Hydro

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Norsk Hydro av 31.08.99 (98/3580-42), tidligere analyser av tiltaket og samtale med Gunnar Kongshaug i Hydro 15.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Norsk Hydros fabrikker i Porsgrunn er i dag eneste produksjonssted for ammoniakk i Norge. Ammoniakken benyttes som råstoff i Hydros produksjon av kunstgjødsel. Ved anlegget i Porsgrunn benyttes i dag våtgass (propan, butan og etan blanding) som råstoff for produksjon av hydrogengass og som energikilde i prosessen. I tillegg benyttes også CO-gass fra nabobedriften Eramet Norway Porsgrunn som energikilde.

Hydro har nylig oppgradert og utvidet kapasiteten ved ammoniakkfabrikken. Den økte produksjonen gjør at en forventer en økning i utslippene av CO_2, selv om oppgraderingen også medfører økt energieffektivitet i anlegget og derved lavere spesifikt utslipp av CO_2.

Utslippet fra ammoniakkproduksjonen er oppgitt til 814 ktonn CO_2 i 1990. Utslippet i 1998 var kun 508 ktonn CO_2, men dette skyldes at fabrikken har vært stanset for ombygging ca. halve året. Etter ombyggingen/produksjonsutvidelsen og uten ytterligere tiltak, forventes utslippet å ligge på ca. 1.070 ktonn CO_2 i perioden 2000 – 2015.

Tidligere produserte Hydro ammoniakk også i Glomfjord basert på hydrogen produsert ved elektrolyse. Denne prosessen er imidlertid svært energi- og kostnadskrevende og forutsetter en pris for ammoniakk på omtrent det dobbelte av dagens. Elektrolysebasert amoniakk-produksjon kan derfor ikke anses som et relevant alternativ.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Utslippene av CO_2 fra ammoniakkproduksjonen kan reduseres noe ved overgang fra våtgass til naturgass som råstoff og energikilde. Reduksjonen kommer som følge av at naturgass har et høyere innhold av hydrogen og høyere spesifikt energiinnhold enn den våtgassen som i dag benyttes. Samlet vil en kunne oppnå en reduksjon i utslippene av CO_2 på ca. 15 % (kilde: ECON-rapport 24/98, "Klimatiltak i Norge"). Dette tilsvarer en reduksjon på ca. 160 ktonn CO_2 i forhold til forventet utslipp uten tiltak.

Tiltaket innebærer ingen betydelige investeringsbehov ved bedriften. Imidlertid betinger tiltaket tilgang til naturgass gjennom naturgassledning eller etablering av mottaksanlegg for nedkjølt naturgass. Dette innebærer store investeringer og vil være viktigste hinder for gjennomføring av tiltaket. Slike investeringer i infrastruktur må vurderes i en større sammenheng og involvere flere mulige brukere av naturgass.

Tabell B-II-02.1: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	1.070	1.070	1.070	1.070
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	1.070	1.070	1.070	1.070
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	160	160	160	160
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	160	160	160	160

Kostnader

Kostnadene forbundet med omlegging fra våtgass til naturgass er relativt små ved bedriften. Endringer i driftskostnader vil primært være knyttet til prisforskjell mellom våtgass og naturgass og avhengig av om naturgass leveres via gassledning eller i nedkjølt form. Det foreligger i dag ingen anslag over endringer i driftskostnadene.

Avgjørende for om tiltaket blir utløst er at naturgass gjøres tilgjengelig i form av naturgassledning til området eller etablering av mottaksanlegg for nedkjølt naturgass. Dette er svært kostnadskrevende tiltak som forutsetter flere avtagere for naturgass og nærmere analyser før beslutninger tas.

Det har ut fra dette ikke vært mulig å beregne en kostnadseffektivitet for tiltaket ved bedriften isolert.

Virkemidler

Aktuelle virkemidler vil være etablering av naturgassledning til området eller etablering av mottaksanlegg for nedkjølt naturgass. Andre virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot utslipp av klimagasser. Regulering etter f-loven kan være et annet virkemiddel.

Tiltak B-II-03: Reduksjon i utslipp av lystgass ved ombygging av fabrikklinjer for salpetersyreproduksjon – Norsk Hydro

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Norsk Hydro av 31.08.99 (98/3580-42), tidligere analyser av tiltaket og telefonsamtale med Gunnar Kongshaug i Hydro 15.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Norsk Hydro produserer salpetersyre ved fabrikkene i Porsgrunn og Glomfjord. I denne produksjonen brennes ammoniakk med luft og danner nitrogenoksider som så absorberes i vann til salpetersyre. I prosessen dannes imidlertid også betydelige mengder lystgass, N_2O, som går til utslipp. Mengden er primært avhengig av forbrenningsteknologi og produksjonsnivå. Produksjon av salpetersyre er den klart viktigste industrielle kilden til utslipp av N_2O i Norge.

Utslippet av N_2O fra salpetersyreproduksjonen var i 1990 på 6.650 tonn, tilsvarende 2.150 ktonn CO_2-ekv. Utslippet i 1998 var 5.570 tonn N_2O, tilsvarende 1.720 ktonn CO_2. Reduksjonen i utslipp siden 1990 skyldes redusert produksjon og ny teknologi implementert i ny fabrikklinje i Porsgrunn tidlig på 90-tallet. Uten ytterligere tiltak forventes utslippet å ligge på ca. 5.600 tonn N_2O, tilsvarende ca. 1.750 ktonn CO_2-ekv. i perioden 2000 - 2015.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Ved Hydro Porsgrunn ble ny fabrikklinje (SS3) satt i drift tidlig på 90-tallet. Det ble da implementert en egenutviklet teknologi basert på homogen spalting i et dekomprimerings-kammer under katalysatorpakken. Mengden N_2O generert blir med denne teknologien opp mot 70 % lavere enn ved konvensjonell teknologi.

Denne teknologien kan være aktuelt å implementere i produksjonslinjer basert på trykkforbrenning. For produksjonslinjer basert på atmosfærisk trykk mener Hydro at implementering av slik teknologi er så omfattende at dette i realiteten tilsier bygging av nye fabrikklinjer. Ut fra dette er det derfor aktuelt å eventuelt implementere tiltaket ved ytterligere to av produksjonslinjene, en i Porsgrunn og en i Glomfjord. For hver av disse vil en da kunne oppnå en utslippsreduksjon på 60 – 70 %. For salpetersyreproduksjonen samlet anslås at dette vil gi en utslippsreduksjon på ca. 25 % i forhold til utslipp uten ytterligere tiltak (jfr bl.a. ECON-rapport 314/95, "Kostnader ved klimatiltak i Norge"), eller ca. 435 ktonn CO_2-ekv.

Norsk Hydro arbeider også med utvikling av alternative tiltak til slike relativt omfattende ombygginger av anleggene. Dette gjelder i første rekke utvikling av katalysatorer som kan redusere utslippet ytterligere og uten for store ombygginger av eksisterende anlegg.

Se tabell B-II-03.1 for kvantitative beregninger.

Tabell B-II-03.1: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2015	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (tonn N2O)	5.600	5.600	5.600	5.600
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (tonn N2O)	5.600	5.600	5.600	5.600
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (tonn N2O)	1.400	1.400	1.400	1.400
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	434	434	434	434

Kostnader

For tiltaket er det antatt 20 års levetid og 7 % rente, som gir annuitetsfaktor 0,09439.

Kostnadene forbundet med ombyggingene av anleggene er tidligere estimert til ca. 30 MNOK (kilde: Kostnader ved klimatiltak i Norge, ECON-rapport 314/95). Hydro mener dette fortsatt kan anses å være rimelig realistisk kostnadsanslag for ombygging av to fabrikklinjer.

Det er ikke antatt at ombyggingene skal innebære vesentlige endringer i driftskostnader for anleggene.

Se tabell B-II-03.2 for kvantitative beregninger av kostnader.

Tabell B-II-03.2: *Kostnader*

	2005	**2010**	**2015**	**Full effekt**
Teknisk-økonomisk levetid	20 år			
Merkostnad til investering (1000 NOK)	30.000			30.000
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	2.832	2.832	2.832	2.832
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	2.832	2.832	2.832	2.832
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn N2O)	2.023	2.023	2.023	2.023
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	7	7	7	7

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot utslipp av klimagasser. Regulering etter f-loven kan være et annet virkemiddel.

Tiltak B-II-04: Overgang til kalsinert petrolkoks/Carbon Black i karbidproduksjon

Basert på innhentede data og opplysninger i brev fra Orkla Exolon av 20.08.99 (98/3580-39).

Beskrivelse av utslippskilden

Bedriftene i bransjen produserer silisiumkarbid (SiC) som benyttes innen slipemiddel- og poleringsmiddelindustrien, samt som tilsetningsstoff innen metallurgisk industri. I produksjonen benyttes petrolkoks som reduksjonsmiddel, etter følgende ligning:

$$SiO_2 + 3\,C \rightarrow SiC + 2\,CO$$

Kvartssand + petrolkoks → Silisiumkarbid + karbonmonoksid-gass

CO-gass forbrennes videre til CO_2.

Tiltaket er i utgangspunktet beskrevet av Orkla Exolon. I analysen har vi imidlertid valgt å oppgradere tiltaket til å gjelde alle fire bedriftene i bransjen, dvs. også Odda Smelteverk og Nortons to bedrifter i hhv Arendal og Lillesand.

Utslippet av CO_2 fra de fire bedriftene samlet var i 1990 ca. 400 ktonn CO_2. I 1998 var utslippet ca. 310 ktonn. Uten ytterligere tiltak forventes utslippet i år 2010 å være på samme nivå som i 1998.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

To alternative råvaretyper kan erstatte ukalsinert petrolkoks som reduksjonsmiddel i prosessen – Kalsinert petrolkoks og Carbon Black. I motsetning til ukalsinert petrolkoks inneholder disse ikke flyktige komponenter. Basert på utredningen fra Orkla Exolon kan en overgang til kalsinert petrolkoks/Carbon Black, grovt anslått gi en reduksjon i utslippene av CO_2 på ca. 10 %. Samlet gir dette en potensiell utslippsreduksjon på ca. 30 ktonn CO_2 pr år.

Tiltaket vil også gi en reduksjon i utslipp av metan, som ut fra Orkla Exolons redegjørelse vil være på i underkant av 800 tonn pr år, tilsvarende ca. 17 ktonn CO_2-ekvivalenter.

Globalt har bruk av kalsinert petrolkoks ingen særlig effekt, i det utslippsbesparelsen ved bedriften oppveies av utslipp fra kalsinering av petrolkoks der dette måtte skje.

Bruk av kalsinert petrolkoks ved bedriften er uprøvd og råstoffet er vesentlig dyrere enn ukalsinert petrolkoks. Redusert reaktivitet overfor SiO-gass gis videre lavere utbytte og dermed høyere kraftforbruk, og i tillegg økt støvutslipp.

Det er her beregnet kostnadseffektivitet for bruk av kalsinert petrolkoks. Bruk av Carbon Black vil gi tilsvarende utslippsreduksjon ved bedriften, men er i dag kostnadsmessig langt dyrere i innkjøp. Kostnadene ved tiltaket er i all hovedsak knyttet til økte driftskostnader uansett overgang til kalsinert petrolkoks eller Carbon Black.

Se tabell 1 for kvantitative beregninger.

Tabell B-II-04.1: *Utslippsreduksjon av klimagasser*

	2005	2010	2020	Full effekt
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	310	310	310	310
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	310	310	310	310
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	30	30	30	30
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2-ekvivalenter)	30	30	30	30

Kostnader

Tiltaket krever ingen vesentlige investeringer.

Endringer i årlige driftskostnader er primært knyttet til dyrere råstoff (reduksjonsmiddel), og er for Orkla Exolon angitt å ligge på 10 – 20 millioner NOK for bruk av kalsinert petrolkoks. I beregningene benyttes 15 millioner NOK, og oppgradert for alle fire bedrifter i bransjen, gir dette en samlet økning i driftskostnadene på ca. 115 MNOK.

Kostnadseffektiviteten av tiltaket er med dette beregnet til ca. 3.800 kr pr tonn CO_2. Selv om også reduksjonen i metan regnes inn, gir tiltaket en kostnadseffektivitet på nærmere 2.500 kr pr tonn CO_2-ekvivalenter.

For overgang til Carbon Black oppgis en årlig økning i driftskostnader på omtrent 3 ganger de for kalsinert petrolkoks.

Se tabell B-II-04.2 for kvantitative beregninger av kostnader.

Tabell B-II-04.2: *Kostnader*

	2005	2010	2020	Full effekt
Teknisk-økonomisk levetid	20 år			
Merkostnad til investering (1000 NOK)	0	0	0	0
Årlige kapitalkostnad (1000 NOK)	0	0	0	0
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	115.000	115.000	115.000	115.000
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	115.000	115.000	115.000	115.000
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2)	3.800	3.800	3.800	3.800
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2-ekvivalent)	3.800	3.800	3.800	3.800

Virkemidler

Aktuelle virkemidler kan være kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot bruk av petrolkoks.

Tiltak B-II-05: Gjenvinning av fakkelgass ved Statoil Kollsnes

Basert på innhentede data og opplysninger fra Statoil ved brev av 01.09.99.

Beskrivelse av utslippskilden

Gassanlegget har to kilder til CO_2-utslipp; varmeoljeovn-brennere som er i kontinuerlig drift og faklene som er en del av anleggets nød- og vedlikeholdssystem. Foruten brenngass til varmeoljeovnene, er drift av anlegget basert på elektrisk kraft fra nettet. Kollsnes gassanlegg har ingen gassdrevne turbiner.

Troll Gassanlegg Kollsnes ble satt i produksjon høsten 1996. Året 1997 var første hele driftsåret ved anlegget og er derfor benyttet som basisår.

I tabell nedenfor er CO_2-utslipp fra fakling og varmeoljeovnene spesifisert.

Tabell B-II-05.1: *CO_2-utslipp fra fakling og varmeoljeovnene, historisk og framskrivninger*

Utslippsår	CO_2 -utslipp fra prosess dvs fakling tonn/år	CO_2 -utslipp direkte fyring dvs varmeoljeovnene tonn/år	CO_2-utslipp totalt tonn/år
1997	28 500	13 500	42 000
1998	17 000	13 000	30 000
2000	29 000	26 000	55 000
2005	29 000	19 000	48 000
2010	29 000	20 000	49 000
2015	29 000	20 000	49 000

Metanutslippet (CH_4) er ikke inkludert i totalutslippet.

Kilden er her definert som CO_2 –utslipp totalt ved Kollsnes.

Beskrivelse av tiltaket og utslippsreduksjonen

Troll Gassanlegg Kollsnes er et relativt nytt anlegg, og en rekke utslippsreduserende tiltak ble implementert under bygging av anlegget. Dette gjelder for eksempel utstrakt bruk av elektrisk kraft som bidrar til et relativt lavt nivå av CO_2-utslipp, og i årene etter oppstart har bedriften derfor ikke igangsatt omfattende utredninger for reduksjon av CO_2.

Ett prosjekt er imidlertid under utredning og er beskrevet i det følgende:
Kværner Installasjon utførte i 1997 en studie på initiativ fra Statoil, der målet var å finne en mulighet for å redusere fakling ved å gjenvinne gassen. Det pågår nå en forstudie i Troll Gass som forventes avsluttet i september/oktober 1999. Studien er ifølge bedriften bla basert på at vedlikeholdsfakkelens rør system skal brukes til å samle opp gass fra alt utstyr som skal trykkavlastes. Denne gassen blir i dag hovedsakelig brent i høytrykks- og lavtrykksfakkel og noe i vedlikeholdsfakkel. Gjenvinningen skal foregå ved at eksisterende flashgass-kompressorer bringer den oppsamlede gassen tilbake i prosessen/gassbehandlingen. Det

pågående studiet har avdekket en del problemer med ovennevnte løsning som gjør det nødvendig med videre vurderinger av konsepter og kostnader knyttet til disse. Bedriften presiserer at dette tiltaket er på et tidlig stadium og at eventuell beslutning om iverksettelse er noe frem i tid. Underlag for kost/nyttevurderinger er ennå ikke fremskaffet.

Tiltaket antas å kunne redusere CO_2- utslippene fra anlegget med ca 4,5 ktonn i året, dvs ca 15 % av fakkelutslippet. Tiltaket vil ifølge bedriften også være gjeldende for år 2010. Tiltaket vil ha full effekt fra dag 1 ved eventuell gjennomføring.

Ettersom mengden fakkelgass reduseres, vil gassgjenvinningsprosjektet også redusere NO_x-utslippene. Andre utslippskomponenter som VOC, forventes ikke å endres vesentlig.

***Tabell B-II-05.1:**. Utslippsreduksjoner av klimagasser*

	2005	2010	2015
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	48	49	49
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	29	29	29
Utslippsreduksjon som følge av tiltaket (ktonn CO_2)	4,5	4,5	4,5

Kostnader

Det er antatt 20 års avskrivningstid, 7%, annuitetsfaktor 0,09439.

Det er ifølge bedriften på det nåværende tidspunkt, vanskelig å angi et eksakt tall for investeringskostnader, men bedriften har anslått det til å ligge innenfor en ramme på 10-20 MNOK. SFT har i de videre beregninger lagt til grunn en investeringskostnad på 15 MNOK. Ettersom bedriften ikke har gitt noen vurdering av lønnsomheten ved prosjektet, har SFT som et konservativt anslag, satt gevinsten ved gjenvinning av gass lik null. Beregnet kostnadseffektivitet ligger dermed høyere enn reell kostnad for tiltaket.

***Tabell B-II-05.3:** Kostnader*

	2005	2010	2015
Teknisk – økonomisk levetid		20 år	
Merkostnad til investering (1000 NOK)	15.000	15.000	15.000
Årlig kapitalkostnader (1000 NOK)	1.400	1.400	1.400
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	1.400	1.400	1.400
Kostnadseffektivitet (1000 NOK/tonn CO_2-ekvivalenter)	310	310	310

Virkemidler

Aktuelle virkemidler er konsesjonsbetingelser i hht. F-loven og kvotesystem eller avgifter/andre prismekanismer rettet mot klimagassutslipp.

B. PROSESS UTSLIPP - NMVOC

II. Annen industri (Kjemisk industri, Raffinering, Gassterminaler, Bensindistribusjon) (Tiltak B-II-06 til 20)

III. Olje- og gassvirksomhet (Tiltak B-III-01 og 02)

Utslipp av VOC betraktes i klimasammenheng som utslipp av CO_2. Karbonet i VOC-forbindelser går etter noe tid i atmosfæren over til CO/CO_2 og bidrar til økningen av drivhusgassen CO_2 .

SFT har tidligere gjennomført en tiltaksanalyse med henblikk på reduksjon av VOC-utslipp (SFT-rapp. 97:11). Analysen fra 1997 er seinere oppdatert spesielt innenfor oljesektoren i forbindelse med forhandlinger om frivillige avtaler mellom staten og industrien. Imidlertid har disse forhandlingene strandet og utslippene vil nå bli regulert gjennom forurensningsloven. Motivasjonen for gjennomføring av VOC-tiltakene er en UNECE-protokoll fra 1991 med målsetningen om å redusere utslippene av NMVOC med 30% innen 1999 og en ny protokoll med om lag samme reduksjonsmålsetning men med tidshorisont 2010. Sistnevnte ble undertegnet i desember 1999.

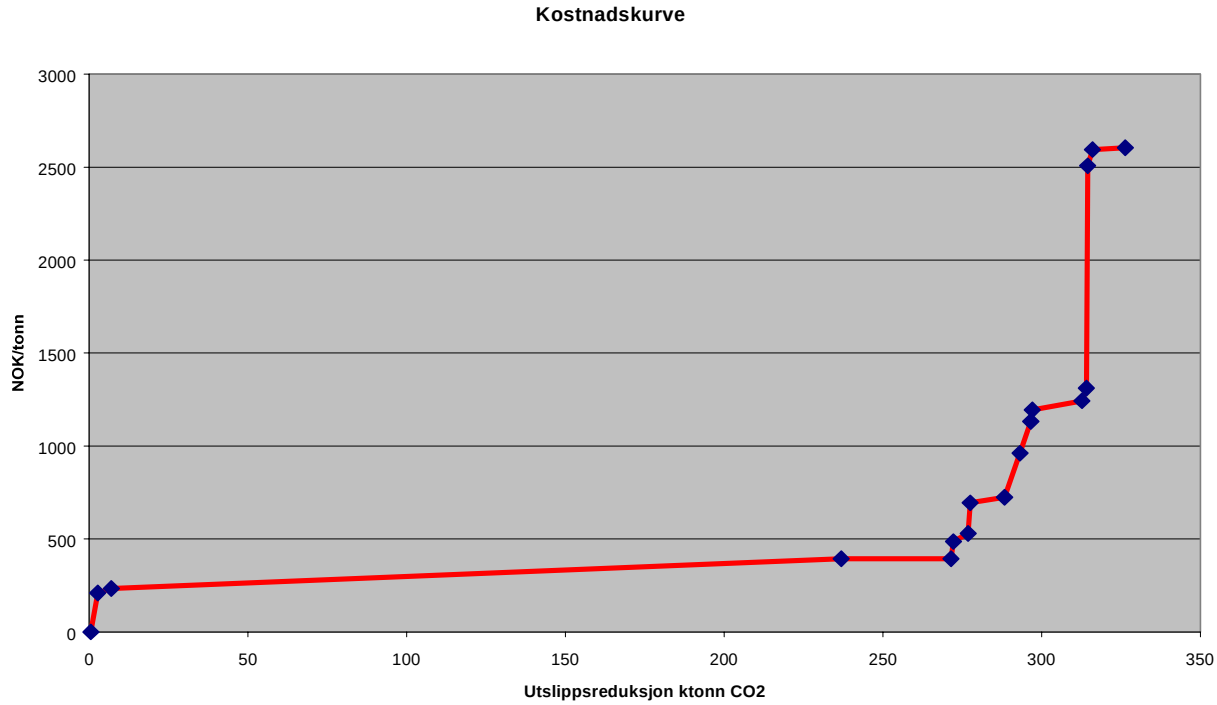
Figurene og tabellen nedenfor viser en oversikt over NMVOC-tiltak omregnet til utslippsreduksjoner i CO_2-ekvivalent og kostnadseffektivitet som kr/tonn CO_2. Utslipp av 1 kg NMVOC tilsvarer 3 kg CO_2. Alle de angitte tiltak nedenfor er lagt inn som enkelttiltak i denne helhetlige klimaanalysen. Noen tiltak i VOC-analysen er ikke inkludert fordi det ville medføre dobbeltelling i forhold til andre tiltak som for eksempel reduksjon av drivstoff-forbruk innen biler og motorredskap og fakling offshore.

For en nærmere beskrivelse av de enkelte tiltak henvises til SFT-rapport 97:11 ”Tiltak for reduksjon av NMVOC-utslipp i Norge”. Figur 1 viser kostnadskurven for tiltak med kostnadseffektivitet bedre enn 1000 kr per tonn CO_2-ekvivalent.

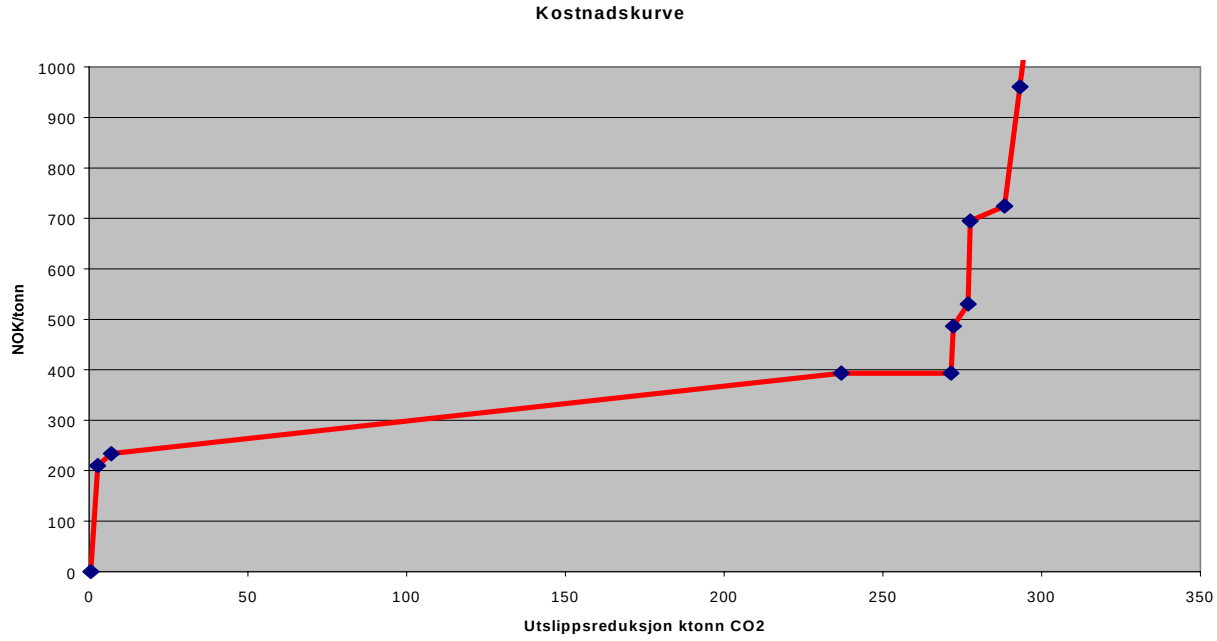
Det er kun seks av tiltakene som har en klimakostnadseffektivitet under 500 kr/tonn. Imidlertid står disse seks tiltakene for i overkant av 65% av denne tiltaksgruppens samlede reduksjonspotensialet. Klimatiltakskostnadene stiger fra og med det sjette/syvende tiltaket raskt og må anses som dyre sett i en isolert klimasammenheng.

De tiltak som gir størst effekt er to tiltak mot utslipp fra oljevirksomheten, lasting og lagring av råolje. Disse tiltakene er vist med den kostnad som ble beregnet i forbindelse med VOC-analysen. Imidlertid har vi i klimaanalysen satt kostnaden og kostnadseffektiviteten til null fordi disse tiltakene vil gjennomføres ved bruk av F-loven for å oppfylle VOC-protokollen og den nylig underskrevene multi-protokollen (Göteborg protokollen) under Langtransport (UNECE-LRTAP-) konvensjonen.

Figur 2 nedenfor viser kostnadskurven for alle NMVOC-tiltakene.



Figur 1: *VOC-tiltak med klimakostnadseffektivitet lavere enn 1000 kr/tonn CO_2-ekv.*



Figur 2: *Alle VOC-tiltak rangert etter økende klimakostnadseffektivitet - kr/tonn CO_2-ekv.*

Tabell 1: *NMVOC-tiltak omregnet til klimatiltak. 1 kg NMVOC tilsvarer 3 kg CO_2. Alle kostnader omregnet til kostnadseffektivitet per CO_2-utslipp (Kilde: SFT-rapp 1997:11, SFT-notater).*

Klima nr.	VOC-nr. (SFT-1997)		**Red 2010** **ktonn CO2-ekv.**	**Merkost 2010** **1000 kr**	**Kosteff. 2010** **kr/tonn**
		Sum utslippsreduksjon alle tiltak	**326**		
B-II-06	22	Petrokjemisk industri. Katalytisk rensing av utslipp	0,4	978	2507
B-II-07	23	Løsemidler. Løsemiddelutslipp fra industri pros.	10,9	7 860	724
B-II-08	24	Løsemidler. Utslipp fra produkter brukt i industrien	4,8	4 659	961
B-II-09	14	Raffinerier. Ombygging av vannrenseanlegg	2,1	450	210
B-II-10	10	Raffinerier. Renseanlegg ved råoljelagre på raffinerier	4,3	1 009	234
B-II-11	11	Raffinerier. Fordampningsutslipp fralagertanker	0,7	360	486
B-II-12	12	Raffinerier. Diffuse utslipp fra raffineriprosesser	4,6	2 454	530
B-II-13	9	Raffinerier. Diffuse utslipp fra råoljelagre på raffinerier	0,6	450	695
B-II-14	13	Raffinerier. Gjenvinning av damp fra lasting av raffineriprodukter til båter	10,4	27 066	2604
B-II-15	8	Gassterminaler. Lasting av kondensat fra Åsgard, Gjenvinning av damp	3,4	3 822	1132
B-II-16	7	Gassterminaler. Lasting av kondensat på Kårstø, Gjenvinning av damp	1,5	3 822	2595
B-II-17	6	Råoljeterminaler. Gjenvinning av damp fra lasting av råolje på Mongstad	15,7	19 455	1243
B-II-18	15	Bensindistribusjon (Trinn 1). Tiltak mot fordampning av bensin fra bensindistribusjon	0,5	562	1195
B-II-19	16	Bensinstasjoner. Tiltak mot fordampning av bensin ved fylling på bensinstasjoner > 2500 m3, Trinn 2	1,4	1 881	1312
B-III-01	4	Bøyelasteskip. Gjenvinning av damp [1]	229,9	107 304	393
B-III-02	(4b)	Nullutslipp lagerskip [1]	34,6	13 605	393
C-V-06	37	Skip i innenriksfart. Motortekniske tiltak	0,5	0	0

[1] Kostnaden er i klimaanalysen satt lik null fordi det er vedtatt at disse utslippene skal reguleres gjennom F-loven i forbindelse med UNECE-LRTAP-protokollene.

B. PROSESS UTSLIPP

IV. Andre kilder – bruk av HFK

Tiltakene B-IV-1, B-IV-2, B-IV3: Reduksjon av HFK-forbruk og utslipp

Basert på analyser utført av Hans T. Haukås AS på oppdrag fra SFT og Civitas AS. IPCC-metoden tier 2 er benyttet i beregningene av faktiske utslipp, men med utgangspunkt i SFT-rapport 97:32 "Reduksjon i forbruket av HFK". I denne rapporten ble IPCC-metoden tier 1b anvendt for å beregne forbruket og potensielle utslipp.

Beskrivelse av utslippskilden

HFK anvendes blant annet som kuldemedium, blåsemiddel for isolasjonsskum/skumplast, løsningsmiddel og brannslokkemiddel. Denne analysen omfatter disse bruksområdene. Prognoser og tiltak er beregnet i henhold til IPCC-metoden beskrevet som tier 2, dvs. en metode hvor de faktiske utslippene beregnes som følge av forbruk og lekkasjer innen de ovennevnte produktgrupper.

HFKenes drivhuseffekt (GWP - global warming potential) varierer fra 140 (HFK 152a) til 11700 (HFK-23) relativt til CO_2.

Utslippet av HFK i 1990 var 0,0 tonn CO_2 -ekvivalenter av ulike HFK-varianter. Bruken og dermed utslippet øker imidlertid raskt på grunn av overgang til HFK etter hvert som KFK, haloner og HKFK utfases. Allerede i 1997 er det beregnet at utslipp var ca 0,3 mill. tonn CO_2 -ekvivalenter.

Videre framskrivninger beregnet etter tier 2 metodikken gir en forventet økning til 0,6 mill tonn CO_2 -ekvivalenter i 2005, 1,321 mill. i 2010 og 1,912 mill. i 2020. Dette er forutsatt at ikke gjennomføres tiltak.

Forskjellene i beregnede utslippsverdier ved bruk av metodene tier 1b og tier 2 er stor så lenge det pågår en oppbygning av antall kuldeanlegg med HFK, men forskjellen avtar etter hvert som en nærmere seg en balanse mellom antall demonterte og nyinstallerte anlegg hvert år. En slik balansesituasjon vil inntre etter 15-20 år for kuldeanlegg. For isolasjonsskum og brannslokkeanlegg gjelder tilsvarende forhold mellom t1b og tier 2, men det vil ta betydelig lenger tid før man når en balansesituasjon for f.eks. isolasjonsskum. Kuldesektoren dominerer de samlede utslippene av HFK i Norge, derfor er forskjellen mellom beregninger med bruk av hhv. tier1b og tier2 sannsynligvis ikke mer enn 10% i 2020. I 2005 er imidlertid forskjellen over 60% og i 2010 ca 25%, hvor tier 1b gir den høyeste verdien.

Beskrivelsen av tiltakene

Det er gjort en forenkling i denne analysen i forhold til tiltaksberegningen i SFT-rapport 97:32. De i alt 16 tiltakene gjennomgått i SFT-rapport 97:32 er nå gruppert i tre hovedtiltak. Sammenslåingen er vist nedenfor.

B-IV-1. *"Tiltak utenfor kuldesektoren"* som omfatter bruksområdene løsningsmiddel, brannslokkemiddel og blåsemiddel for isolasjonsskum.

- Utslipp fra *isolasjonsskum* skjer dels i produksjonsfasen og dels under brukstiden. Det er brukt ulike utslippsfaktorer for disse fasene og for de to produktgruppene stivt polyuretanskum (PUR) og ekstrudert polystyren (XPS).
- Bruk av HFK som *løsemiddel* medfører utslipp samtidig som bruk. Det er forutsatt at det er balanse mellom import og bruk, dvs. at alt som importeres anvendes samme året.
- Når det gjelder bruk og utslipp av HFK fra *brannslokkemiddel* så er det beregnet en gjennomsnittlig svinnfaktor på 2% ved fylling og etterfylling og 5% ved aktiv bruk og svinn fra installerte apparater.

B-IV-2. *"Bedre husholdering av kuldemedier"* som omfatter tiltakene:

- Redusert svinn av kuldemedium (tiltak 3)
- Oppsamling av kuldemedium ved kondemnering av mindre anlegg (tiltak 4)
- Oppsamling av kuldemedium ved kondemnering av mellomstore anlegg (tiltak 5)
- Oppsamling av kuldemedium ved kondemnering av store anlegg (tiltak 6)
- Bruk av HFK-134a for kjøleformål (tiltak 7)
- Oppsamling av kuldemedium fra bilkjøleanlegg ved kondemnering (tiltak 12)

B-IV-3. *"Alternative kuldemedier"* som omfatter tiltakene:

- Overgang til hydrokarboner som kuldemedium i kjøleskap og hjemmefrysere (tiltak 1)
- Overgang til hydrokarbon som kuldemedium i små anlegg (tiltak 8)
- Overgang til alternativt kuldemedium i større anlegg - kjøleformål. Gjennomsnittlig merinvestering 25% (tiltak 9)
- Overgang til alternativt kuldemedium i større fryseanlegg. Gjennomsnittlig merinvestering 50% (tiltak 11)

Utslipp av kuldemedier beregnes som en prosentverdi av akkumulert fyllingsmengde i samlet antall anlegg ("kuldemediebanken"). Akkumulert mengde er ikke spesifisert på ulike typer av HFK-medier. Ved omregning fra tier 1b til tier 2, har det følgelig ikke vært mulig å bestemme de faktiske utslipp av enkeltkjemikalier. Utslippene uttrykkes derfor kun som ekvivalent mengde CO_2.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltakene

Tabell B-IV-1: *Framskrivning og tiltak for å redusere HFK utslipp.*

		2005		2010		2020	
Framskrivning uten tiltak, ktonn CO_2-ekv.		611		1321		1912	
		Red. i prosent	Red. i kt CO_2 -ekv.	Red. i prosent	Red. i kt CO_2 -ekv	Red. i prosent	Red. i kt CO_2 -ekv
B-IV-1	**Utenfor kuldesektoren**	11,1	68	10,3	136	10,7	204
B-IV-2	**Bedre husholdering**	36,5	223	44,2	584	52,1	997
	a) mellomstore og store anlegg (ca 54%)				317		
	b) små anlegg (ca 46%)				267		
B-IV-3	**Alternative kuldemedier**	9,3	57	8,4	111	14,2	271

	Sum tiltak HFK	56,9	348	62,9	831	77,0	1472

Det er gjort en estimert oppsplitting av B-IV-2 for å vise nyansene i kostnadsbildet. Estimatet er gjort på bakgrunn av informasjoni SFT rapport 97:32.

Full effekt av tiltakene vil i de fleste tilfeller være oppnådd i 2020.

Kostnader og kostnadseffektivitet

I grunnlagsutredningen er det ikke lagt fram separate tall for investeringskostnader(kapitalkostnadene) og driftskostnadene. Forholdet mellom disse kostnadene varierer også svært mye fra tiltak til tiltak og det er ikke mulig å si noe generelt om dette forholdet. I mange tilfeller er også kapitalkostnadene innbakt i driftskostnadene.

***Tabell B-IV-2**: Kostnader og kostnadseffektivitet*

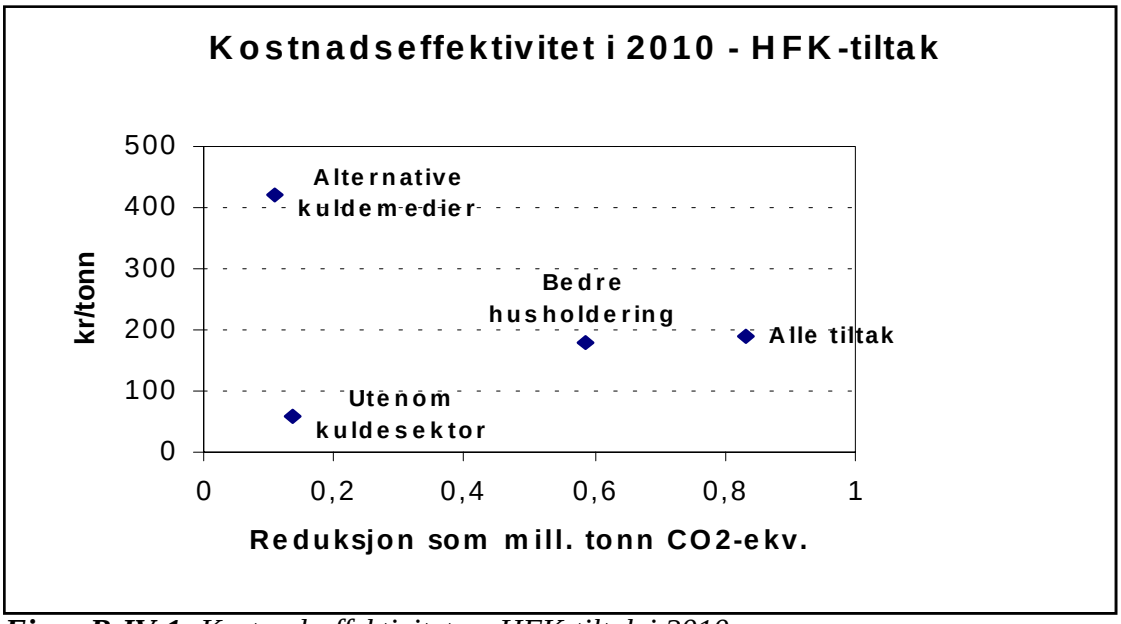
		2005		2010		2020	
		Årlig mer-kostnad mill. kr	Kost.eff. kr/tonn CO_2-ekv.	Årlig mer-kostnad mill. kr	Kost.eff. kr/tonn CO_2-ekv.	Årlig mer-kostnad mill. kr	Kost.eff. kr/tonn CO_2-ekv.
B-IV-1	**Utenfor kuldesektoren**	7,8	110	8,6	60	10,5	50
B-IV-2	**Bedre husholdering**	31,8	140	107,0	180	188,8	190
	a) mellomstore og store anlegg				60		
	b) små anlegg				350		
B-IV-3	**Alternative kuldemedier**	23,5	410	46,3	420	79,9	290
	Sum tiltak HFK	63,0	180	161,8	190	279,2	190

Det er gjort en estimert oppsplitting av B-IV-2 for å vise nyansene i kostnadsbildet. Estimatet er gjort på bakgrunn av informasjoni SFT rapport 97:32.

Kostnadseffektiviteten varierer fra 50 kr/tonn for tiltak B-IV-1 i 2020 til over 400 kr/tonn for tiltak B-IV-3 i 2010. Kostnadseffektiviteten beregnet som et gjennomsnitt for de tre tiltakene varierer lite mellom de tre målårene. Den er noe bedre i 2005 enn i 2010 og 2020. For tiltakene B-IV-1 og 3 oppnås det best kostnadseffektiviteten i målåret 2020. Tiltak B-IV-2 har en omvendt utvikling. For denne tiltaksgruppene er den beste kostnadseffektiviteten tidlig i perioden. Tiltakene er kostnadsmessig mer kapitalintensiv enn driftsintensiv i forhold til mengde utslipp som reduseres.

Forholdet mellom enkelttiltakene innenfor de tre aggregatene endres trolig lite. Noen små innbyrdes forskjeller blir det, men det vil ikke endre helhetsbildet.

Figur B-IV-1 viser kostnadseffektiviteten av de tre tiltakene og gjennomsnittet av de tre tiltaksgruppene for målåret 2010.



Figur B-IV-1: *Kostnadseffektivitet av HFK-tiltak i 2010.*

Usikkerhet

HFK-kjemikaliene er bare så vidt tatt i bruk, og ennå i svært begrenset omfang. Imidlertid har bruken innen brannslokningsanlegg bare siden 1997 blitt vesentlig større en antatt. I 1998 ble det innrapportert et forbruk på 20 tonn, mens framskrivningene som ble gjort i 1997 (SFT-rap. 97:32) anslo et forbruk på ca 5 tonn. Lignende utvikling kan også forekomme innen andre bruksområder. Dette viser med tydelighet hvor vanskelig det kan være å "spå" om utslippsutvikling.

Denne analysen favner over en utvikling på over 20 år og det sier seg selv at det er betydelig usikkerhet i anslagene knyttet til framskrivningen. Resultatene kan derfor ikke gjøre krav på å være mer enn et uttrykk for en rimelig størrelsesorden. I de absolutte verdiene må man regne med en feilmargin på omlag ±30%.

De relative verdiene, blant annet kr/tonn, vil derimot ikke være spesielt følsomme for usikkerheten i de absolutte verdiene. Usikkerheten i de relative størrelsene reflekterer usikkerhet i respons av tiltaket, driftstider, virkningsgrader, anvendte priser på utstyr, kjemikalier, energi osv.

Analysen vurderes likevel som tilstrekkelig god til å danne grunnlag for prioriteringer av tiltak.

Virkemidler

- Inkludering i et kvotemarked, nasjonalt og/eller internasjonalt
- Avgifter på de ulike HFK-ene gradert etter GWP-verdier med utgangspunkt i dagens høyeste CO_2 -avgift
- Direkte reguleringer gjennom forskrift til forurensningsloven

B. PROSESS UTSLIPP

IV. Andre kilder - avfallsdeponier

Tiltakene B-IV-4, 5, 6: Reduksjon av CH_4- utslipp fra avfallsdeponier

Basert på vurderinger og beregninger fra Lokalmiljøavdelingen, avfallsseksjonen i SFT.

Beskrivelse av utslippskilden

Utslipp av metan fra avfallsdeponier er forårsaket av nedbryting av organisk materialet uten tilgang på oksygen. Utslippet øker gradvis fra deponeringen skjer og noen år framover i tid for så å avta når det organiske materialet er nedbrutt. Forløpet varierer avhengig av fyllingens utforming, vann innsig, etc.

Det finnes et uttall større og mindre avfallsdeponier i Norge. I våre beregninger er både kommunale og private –industrifyllinger inkludert. Total mengde avfall som genereres per år er inkludert, dvs. både fra husholdninger, tjenesteytende sektor og industri.

Utslippet i 1990 var 187 100 tonn CH_4 eller 3,82 mill tonn CO_2-ekvivalenter. I 1998 var dette utslippet økt til 188 600 tonn CH_4 eller 3,96 mill tonn CO_2-ekvivalenter. Den årlige deponerte avfallsmengden har ikke økt mye i løpet på 1990-tallet og utslippene er derfor nesten på samme nivå i 1998 som i 1990.

Framskrivningen av utslippene til 2020 er basert på dagens virkemiddelbruk og utvikling i avfallsmengden, og indikerer at utslippet vil variere lite fra år til år. Det er antatt tilnærmet samme mengde deponert organisk avfall gjennom hele perioden og utslippet vil derfor variere mellom omlag 188 og 195 ktonn CH_4 per år. Det tilsvarer mellom 3,95 og 4,10 mill tonn CO_2-ekvivalenter per år.

Mengden avfall og hvordan dette behandles er avgjørende for størrelsen av metanutslipp fra deponier. Det er bare organisk avfall og kun den delen som deponeres som gir opphav til metanproduksjon. SSB har laget framskrivninger for avfallsmengder som oppstår fram mot år 2010 basert på utviklingen i norsk økonomi generelt og industri spesielt. Disse framskrivningene viser en økning i generert mengde avfall fram mot år 2010 på 31% fra 1995. Det foreligger ingen lignende framskrivninger fra 2010 til 2020. Vi forutsetter imidlertid at avfallsveksten vil avta noe fra 2010 til 2020, og at vi kun får en samlet vekst på 10% i den siste 10 års perioden. Hvor mye av dette avfallet som vil bli deponert og gir grunnlag for metanproduksjon, er blant annet avhengig av hvilke virkemidler og tiltak som iverksettes på avfallssektoren.

I framskrivningen er det tatt utgangspunkt i en utvikling hvor dagens virkemiddelbruk ligger til grunn og det er forutsatt at avfallsmengdene til deponi vil ligge på samme nivå i 2010 og 2020, som i dag. Avfallsmengdene de senere år har økt kraftig, men samtidig har omfanget av gjenvinning også økt. Økningen i avfallsmengdene og gjenvinningsøkningen har vært om lag på samme nivå slik at avfallsmengdene som har gått til deponering har vært de samme på hele 1990-tallet. Som nevnt ovenfor er det ventet en fortsatt økning i de samlede avfallsmengdene

fram mot 2010 og 2020, men vi forventer også en fortsatt vekst i mengdene til gjenvinning og forbrenning. En sannsynlig utvikling med dagens virkemidler mener vi vil være at økningen i gjenvinningen og forbrenningen spises opp av veksten i avfallsmengdene, og avfallsmengde til deponi blir om lag som i dag. *Denne framskrivningen mener vi utgjør et konservativt anslag for metanutslippene fram mot 2020.*

Beskrivelsen av tiltakene

B-IV-4 *"Økt gjenvinning" og "Økt uttak av deponigass" - Forsterket effekt av vedtatte virkemidler.*

Sluttbehandlingsavgiften trådte i kraft 01.01.99 og det er for tidlig å ha god oversikt over dens virkninger. I referansescenariet er effekten vurdert konservativt. Signaler i avfallsbransjen kan tyde på at større mengder etter hvert vil bli styrt unna deponiene. Reduserte metanutslipp som følge av dette vil i tilfelle innebære en tilpasning til eksisterende virkemiddel uten ytterligere kostnad.

Strengere håndheving av eksisterende virkemidler, herunder økt grad av metanuttak på eksisterende deponier vil bidra til lavere utslipp. Det er nødvendig å utvide omfanget av uttaksanlegg for å holde tritt med den naturlig synkende uttaksmengden fra etablerte anlegg.

Erfaringer fra etablerte anlegg tyder på at kapital- og driftskostnader utgjør 50-80 kr/tonn CO_2 –ekvivalent.

B-IV-5 *Kompostering av våt-organisk avfall*

I stortingsmeldingen om Rikets Miljøtilstand (RM) signaliseres økt satsing på utnyttelse av våt-organisk avfall. Dette kan skje gjennom økt utnyttelse til fôr, men for store mengder er det aktuelt med biologiske behandlingsmetoder. Kostnader ved reaktorkompostering ligger i intervallet 650- 1000 kr/tonn (ICG-1999).

Store deler av de mengder som i dag ikke utnyttes er avfall fra næringslivet og som dermed er mer ensartet enn avfall fra husholdningene. Vi kan derfor som en antagelse med hensyn til beregning av merkostnadene ved tiltaket benytte forskjellen i deponeringskostnad (benytter 400 kr/tonn avfall ekskl sluttbehandlingsavgift) og komposteringskostnad (benytter 800 kr/tonn avfall som et gjennomsnitt). Tiltakskostnaden indikeres da å være på 400 kr/tonn avfall.

Miljøeffekten av en slik endring fra deponering til kompostering er i størrelsesorden 2 tonn CO_2 –ekvivalent/tonn avfall. Et slikt tiltak vil dermed ha en typisk kostnad på 200 kr/tonn CO_2 –ekvivalent. Dette er grove anslag med stor usikkerhet.

B-IV-6 *Økt omfang av forbrenning med energiutnyttelse*

Det ligger forutsetninger om økt omfang av forbrenning med energiutnyttelse i RM. Allerede etablerte virkemidler synes å føre til økt utnyttelse, særlig av utsorterte avfallsbaserte brensler. Vi har likevel pekt på usikkerhet i effekten pga. usikkerhet i forbindelse med framtidige energimarked og –priser.

Reduksjon utover dette vil kunne komme innenfor blandet restavfall i avfallsforbrenningsanlegg. Utvikling av nye løsninger gjør dette mulig ved mindre anlegg enn man tidligere har vært vant til.

Siden alternativet i mange sammenhenger er deponering, kan tiltakskostnaden uttrykkes som forskjellen mellom deponering (400 kr/tonn avfall ekskl. sluttbehandlingsavgiften) og forbrenning (600 kr/tonn avfall ekskl. sluttbehandlingsavgiften), det vil si 200 kr/tonn avfall.

Med en effekt av en slik endring på om lag 2,5 tonn CO_2 –ekvivalent/tonn avfall, utgjør dette 80 kr/tonn CO_2 –ekvivalent.

Det er dette tiltaket som må forventes å ha størst betydning for reduksjon av metanutslippene fram mot 2020.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltakene

Det har ikke vært mulig å spesifisere hvor mye hvert av de enkelte tiltakene vil bidra til den samlede reduksjonen i utslippene. Vi har imidlertid ut fra kjennskap til utslippskilden og tiltakenes karakter antatt at:

- Tiltak ”Forbrenning og energiutnyttelse, B-IV-6” står for 50% av reduksjonen
- Tiltakene ”Økt gjenvinning og uttak av deponigass, B-IV-4” og ”Kompostering av våt-organisk avfall, B-IV-5” står for hhv. ca 16-17% og 34 % av reduksjonen.

Tabell B-IV-3: *Framskrivning og tiltak for å redusere CH_4-utslipp.*

		2005		**2010**		**2020**	
Framskrivning uten tiltak, kt CO_2-ekv.			3,91		3,98		4,08
		Red. prosent	Red kt CO_2 -ekv.	Red. prosent	Red. kt CO_2 -ekv	Red. prosent	Red. kt CO_2 -ekv
B-IV-4	”Økt gjenvinning” og ”Økt uttak av deponigass”						
B-IV-5	”Kompostering av våt-organisk avfall”						
B-IV-6	”Forbrenning og energiutnyttelse”						
	Sum reduksjon av tiltak	**5,4**	**0,21**	**12,1**	**0,48**	**27,9**	**1,14**

Kostnader og kostnadseffektivitet

Det er ikke lagt fram separate tall for investeringskostnader(kapitalkostnadene) og driftskostnadene verken for de enkelte tiltakene eller samlet. Forholdet mellom disse kostnadselementene varierer også svært mye fra tiltak til tiltak og det er ikke mulig å si noe generelt om dette forholdet. I tabellen nedenfor er det anslått kostnadseffektiviteten for de fire nevnte tiltakene. Det er ut fra en antatt fordeling av utslippsreduksjonene i tabell B-IV-3 på de ulike tiltakene estimert en gjennomsnittlig kostnadseffektivitet for hele utslippsreduksjonen og en gjennomsnittlig årlig merkostnad for hvert år i perioden over 20 år. Sistnevnte er

framkommet ved å beregne gjennomsnittlig utslippsreduksjon per år i perioden og multiplisere denne med kostnadseffektiviteten. Dette gir bare et svært røft bilde på de årlige merkostnadene.

***Tabell B-IV-4**: Kostnader og kostnadseffektivitet i 2010*

		Årlig merkostnad mill. kr	Kosteffektivitet kr/tonn CO_2 -ekv.
B-IV-4	Økt sort. og gjenv. og		0
	Økt uttak av deponig.		65(50-80)
B-IV-5	Våtorg. Komp.		200
B-IV-6	Forbr. og energiutn.		80
	Gjennomsnittlig	**~50**	**85**

Usikkerhet

Det er knyttet stor usikkerhet til beregningene etter 2010 og de må tas som grove indikasjoner på både utslippsreduksjoner og kostnader. Utslippsreduksjonene som helhet (summen av tiltak) mener vi likevel gir et realistisk bilde av mulighetene.

Kostnadene er meget omtrentlige og må betraktes som en illustrasjon. De vil variere mye fra område til område på grunn av størrelsen på anlegg og sammensetningen av avfallet. Imidlertid går det i retning av mer sortering på stedet og større partier med mer homogene avfallsmasser. Også anleggene vil nærme seg i størrelse. Vi mener derfor samlet at de angitte kostnadene de gir et godt uttrykk for hva som er kostnadsbilde landet sett under ett.

Virkemidler

- Sterkere håndheving av eksisterende virkemidler inkl. EUs målsetninger om reduksjon i avfallsmengde til deponi.
- Inkludering i et kvotemarked, nasjonalt og/eller internasjonalt

C. MOBIL FORBRENNING

I. Veitrafikk

Tiltak C-I-01. Dekk med lavere rullemotstand for lette kjøretøy

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket er rettet mot alle lette bensin og dieselkjøretøy. CO_2-utslipp fra disse to kildene var i 1990 henholdsvis ca 5,3 og 0,6 mill. tonn. Samlet utgjorde dette ca 75 % av utslippene fra veitrafikk, og ca 17 % av totale CO_2 - utslippet i Norge.

Dersom det ikke iverksettes særskilte tiltak forventes utslippet fra lette bensin- og dieselkjøretøy å bli ca 7 mill tonn CO_2 i 2010. I følge prognosen vil dette utgjøre ca 70 % av utslippet fra veitrafikk og i overkant av 14 % av det samlede nasjonale CO_2-utslippet.

Utslippet fra lette bensinkjøretøyer gikk ned med ca 8 % i perioden 1990 til 1998. Årsakene til dette er mer energieffektive bensinbiler, men i hovedsak overgang til dieselbiler. Samlet økte utslippet fra disse to kildene med ca 4 % i samme periode. Økning i transportomfang og trafikkarbeidet er årsaken. Framover til 2010 forventes ingen store endringer i forholdet mellom bensin og dieselbiler. Forsatt trafikkvekst medfører en ytterligere økning i det samlede utslippet fra de to kjøretøygruppene.

Beskrivelse av tiltaket

Ved å blande en del silisium inn i gummien kan rullemotstanden i dekk på biler reduseres. Rullemotstanden er estimert til 25 til 30% av den totale kjøremotstanden, og rullemotstanden utgjør mellom 20 og 30% av det totale drivstofforbruket (Ecotratraffic Norge AS, 1998, s. 5 og 6). Rullemotstanden varierer med dekkets alder, men det antas at tiltaket totalt vil medføre ca 15% reduksjon i rullemotstand over dekkets levetid, og at kjøretøyets drivstofforbruk reduseres med 4% per kjøretøy (EcoTraffic Norge AS, 1998, s. 6). I tiltaket er det forutsatt at 100% av lette bensin- og dieselbiler bruker slike dekk med lavere rullemotstand i 2010. Det er lagt til grunn at tiltaket startes opp i år en gang mellom 2000 og 2005, og at full effekt oppnås en gang i perioden 2004 til 2010.

Europakommisjonen og bilindustrien (ACEA) har inngått en avtale om redusert CO_2-utslipp fra biler med om lag 25 prosent. Avtalen medfører at bilindustrien må benytte alle tilgjengelige virkemidler for å redusere CO_2 -utslippet. En mulig følge av avtalen kan være at alle nye biler blir utstyrt med dekk som har lav rullemotstand. Det er også mulig at slike dekk kan overta hele markedet. I dette tilfellet vil tiltaket bli gjennomført uten spesielle virkemidler.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Tiltaket vil medføre ca 4% reduksjon av CO_2 –utslipp fra lette bensin- og dieselkjøretøy i 2010.

Tabell A-I-01.1.Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak A-I-01 i 2010.

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	6 986
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	6 986
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2)	279

Kostnader

Merkostnaden for dekk med lavere rullemotstand antas å være ca 50 - 80 NOK per dekk, gjennomsnittlig merkostnad per bil er beregnet til NOK 260, og levetiden per dekk er satt til 50 000 km. (EcoTraffic Norge AS, 1998, s. 6) SFT har satt forbruket av bensin per kjøretøy til 0,62 l/mil og prisen til 2,18 NOK/liter. For dieselbiler er forbruket satt til 0,5 l/km og prisen til 2,35 NOK/l. Prisene er hentet fra Norsk petroleumsinstitutt. Kostnadene er beregnet uten avgifter og med 4 % diskonteringsrente og levetid på 4 år (annuitetsfaktor 0,27549). Levetiden på 4 år er basert på antatt kjørelengde på 12 500 km per år. Antall kjøretøy i 2010 er hentet fra Veitrafikk modellen SFT-rapport 99:04, 1,11 mill lette dieselkjøretøy og 1,88 mill lette bensinkjøretøy. Resultatet av beregningene er gjengitt i tabell

Tabell A-I-01.2.Kostnader forbundet med tiltak A-I-01 i 2010.

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	777 400
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	214 165
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-192 300
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	21 900
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	78

Virkemidler

Tiltaket kan utløses ved at myndighetene innfører økonomiske eller administrative virkemidler som stimulerer til, eller pålegger bileiere å bruke dekk med lavere rullemotstand.

Tiltak C-I-02. Bruk av hybrid-biler

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket er rettet mot alle lette bensinkjøretøy. CO_2-utslipp var i 1990 ca 5,3 mill. tonn, og utgjorde ca 67 % av utslippene fra veitrafikk, og ca 15 % av totale CO_2 - utslippet i Norge.

Dersom det ikke iverksettes særskilte tiltak forventes utslippet fra lette bensinkjøretøy å bli ca 6 mill tonn CO_2 i 2010. I følge prognosen vil dette utgjøre ca 60 % av utslippet fra veitrafikk og i overkant av 12 % av det samlede nasjonale CO_2-utslippet.

Utslippet fra lette bensinkjøretøyer gikk ned med ca 8 % i perioden 1990 til 1998. Årsakene til dette er mer energieffektive bensinbiler, men i hovedsak overgang til dieselbiler. Samlet økte utslippet fra de to kildene med ca 4 % i samme periode. Økning i transportomfang og trafikkarbeidet er årsaken. Framover til 2010 forventes ingen store endringer i forholdet mellom bensin og dieselbiler. Forsatt trafikkvekst medfører en ytterligere økning i det samlede utslippet fra de to kjøretøygruppene.

Beskrivelse av tiltaket

Hybridbiler har en el-motor for framdrift, et batteri for lagring av elektrisk energi, og en forbrenningsmotor. Forbrenningsmotoren kan enten drive en generator for produksjon av elektrisk energi til batteriet, eller den kan produsere mekanisk energi for framdrift når el-motoren ikke er i funksjon. I Japan er en type hybridbil allerede på markedet, og den vil sannsynligvis bli lansert i Norge i år 2000. Bilen vil koste mellom 120 000 og 180 000 NOK. Bensinforbruket er ca 0,3 l/mil, og dette tilsvarer reduksjon på 50% i forhold til konvensjonell teknologi. (Ecotraffic Norge AS, 1998, s. 14).

Flere typer hybridbiler forventes å komme på markedet før år 2000. I dette tiltaket legges det til grunn at hybridbiler kan erstatte endel av de lette bensin og dieselkjøretøyene, og at salget av hybridbiler kan bli ca 2% av nybilsalget i 2001, og ca 20% i 2010. På bakgrunn av denne innfasingshastigheten har EcoTraffic Norge AS (1998, s. 16) beregnet at andelen av hybridbiler i 2010 vil være ca 2% av alle lette bensinbiler. Det er ikke foretatt beregninger av reduksjoner og kostnader for perioden etter 2010.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Tabell C-I-02.1:Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-I-02 i 2010.

	2010	**Full effekt**
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	6 014	-
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	120	-
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2)	60	-

Kostnader

Merkostnaden for kjøp av hybrid bil er beregnet til ca 50 000 NOK per bil. Kostnaden er forbundet med en forhøyet importpris på hybridbil i forhold til vanlig bensinbil (Ecotraffic Norge AS, 1998, s. 17). I 2010 er det lagt til grunn at 37 600 hybrid biler er innkjøpt, dvs. 2 % av lette bensin kjøretøyer. Årlig kjørelengde er satt til 12 500 km, levetiden per hybridbil satt til 14 år. Videre er det lagt til grunn at drivstoff besparelsen per hybridbil vil være ca 870 NOK årlig. Bensinprisen er satt til 2,18 NOK per liter. Alle kostnadene er beregnet uten avgifter og med 4% diskonteringsrente. Resultatet av beregningene er gjengitt i tabellen nedenfor.

Tabell C-I-02.2: Kostnader forbundet med tiltak C-I-02 i 2010.

	2010	**Full effekt**
Merkostnad til investering (1000 NOK)	1 880 000	-
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	177 980	-
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-32 787	-
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	145 193	-
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	2 419	-

Virkemidler

Tiltaket kan utløses ved at myndighetene innfører økonomiske virkemidler som stimulerer bileiere til å skifte fra bensinbil til hybrid bil.

Tiltak C-I-03. Bruk av elektriske biler

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket er rettet mot alle lette bensinkjøretøy. CO_2-utslipp var i 1990 ca 5,3 mill. tonn, og utgjorde ca 67 % av utslippene fra veitrafikk, og ca 15 % av totale CO_2 - utslippet i Norge.

Dersom det ikke iverksettes særskilte tiltak forventes utslippet fra lette bensinkjøretøy å bli ca 6 mill tonn CO_2 i 2010. I følge prognosen vil dette utgjøre ca 60 % av utslippet fra veitrafikk og i overkant av 12 % av det samlede nasjonale CO_2-utslippet.

Utslippet fra lette bensinkjøretøyer gikk ned med ca 8 % i perioden 1990 til 1998. Årsakene til dette er mer energieffektive bensinbiler, men i hovedsak overgang til dieselbiler. Samlet økte utslippet fra de to kildene med ca 4 % i samme periode. Økning i transportomfang og trafikkarbeidet er årsaken. Framover til 2010 forventes ingen store endringer i forholdet mellom bensin og dieselbiler. Forsatt trafikkvekst medfører en ytterligere økning i det samlede utslippet fra de to kjøretøygruppene.

Beskrivelse av tiltaket

Per i dag er det en begrenset produksjon av elektriske biler. Det er flere tekniske begrensninger knyttet til disse bilene, bl. a. kort rekkevidde, dårlig varmekapasitet, og lite utprøvde driftsegenskaper. Systemer for lading av batterier og håndtering av brukte batterier må også utvikles. Det er sannsynlig at små elektriske biler med batterier kan bli attraktive som bil nummer 2 i husstandene i løpet av 3 til 5 års tid. Elektriske biler omfatter imidlertid både biler med batterier, og biler med brenselceller. Denne siste teknologien har flere fordeler framfor elektriske batteribiler. Mulighetene for påfyll av drivstoff som f. eks. metanol vil eliminere noen av batteribilenes problemer med vekt, rekkevidde og varmeproduksjon. Teknologien er under utvikling, og biler med brenselceller kan bli kommersielt tilgjengelig fra år 2005 (Ecotraffic Norge AS, 1998, s. 14).

I dette tiltaket er det lagt inn forutsetninger om at ca 1% av nybilsalget per år i perioden 2000 til 2010 er elektriske biler. (EcoTraffic Norge AS, 1998, s. 15). I 2010 vil det være ca 20 000 elektriske biler og utslippet vil være redusert med 1,1 % eller 73 tonn NO_X. Det er ikke foretatt beregninger av reduksjoner og kostnader for perioden etter 2010.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

CO_2 -utslippet elimineres fullstendig når bensinbilen erstattes av elektrisk bil under forutsetning av at elektrisiteten produseres CO_2-fritt (se egen diskusjon om elektrisitetsproduksjon i hovedrapporten)

Tabell C-I-03.1. Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-I-03 i 2010.

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	5 300
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	58

Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2)	58

Kostnader

Merkostnaden for kjøp av elektrisk bil er beregnet til ca 72 150 NOK per bil inklusive batterier og system for lading av batterier (Ecotraffic Norge AS, 1998, s. 15). I 2010 er det lagt til grunn at ca 20 000 elektriske biler er innkjøpt. Årlig kjørelengde er satt til 12 500 km, levetiden per elektrisk bil satt til 14 år, og det er lagt til grunn at hver bileier vil spare ca 4 000 NOK årlig fordi elkraft er billigere enn bensin. Alle kostnadene er beregnet uten avgifter og med 4 % diskonteringsrente. Resultatet av beregningene er gjengitt i tabell C-I-03.2.

Tabell C-I-03.2. Kostnader forbundet med tiltak C-I-03 i 2010.

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	1 443 000
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	136 609
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-80 000
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	56 609
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	976

Virkemidler

Tiltaket kan utløses ved at myndighetene innfører økonomiske virkemidler som stimulerer bileiere til å skifte fra bensinbil til elektrisk bil .

Tiltak C-I-04. Effektivisering av godstransporten ved hjelp av IT-styring

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket er rettet mot utslippet fra veitrafikk, tunge dieselbiler. Tunge dieselkjøretøy er en stor kilde til CO_2-utslipp, og i 1990 var utslippet ca 1,9 mill tonn og utgjorde ca 24 % av utslippene fra veitrafikk, og ca 5,4 % av det totale CO_2 utslippet i Norge. I følge prognosen vil de samme tallene for 2010 være 2,95 mill tonn CO_2, og henholdsvis 29 % og ca 6 %, dersom det ikke iverksettes tiltak utover det som allerede er vedtatt.

Beskrivelse av tiltaket

Tiltaket er en effektivisering av leietransporten av gods. Effektiviseringen kan gjennomføres ved bedre ruteplanlegging og flåtestyring ved hjelp av IT. Tollpost Globe som en av de store aktørene gjennomførte i samarbeid med SINTEF Anvendt matematikk et slikt prosjekt i Oslo-området. Man oppnådde da en 25% reduksjon i utkjørte kilometer og drivstofforbruk.

Det er ikke rimelig å anta at en slik effektiviseringsgrad kan gjøres gjeldende for all godstransport i Norge. Næringen består av egentransport og leietransport med store og små aktører og det er ikke å forvente at små aktører med ett til to kjøretøy og beskjeden omsetning kan effektivisere sine transportoppdrag i nevneverdig grad. Det antas derfor at de store aktørene innen leietransport med årlig omsetning over 5 mill. er de som kan gjennomføre en effektivisering på opp i mot 25%. Det er også trolig at en god del av aktørene med omsetning mellom 5 mill og 0,5 mill kan effektivisere i samme størrelsesorden. Nedenfor forfølger vi dette resonnementet.

Leietransporten utgjør om lag 75% av all godstransport(utkjørte tonnkm) på vei i Norge. Videre stod 4,4% av bedriftene, de med mer enn 5 mill i årlig omsetning, for mer enn 50% av næringens omsetning i 1997 (SSB, Ukens statistikk nr. 9 1998). På denne bakgrunn forutsetter SFT at tiltaket kan gjennomføres på 50% av omsetningen innen leietransporten. Det antas linearitet mellom omsetning og utkjørte tonnkm. Det forutsettes samme andeler i 2010 som framkommer av statistikken for 1997. SFT kommer på denne bakgrunn fram til at tiltaket kan innvirke på ca 38 % av utslippet fra denne kilden, dvs. 1105 ktonn i 2010.

Tiltaket vil redusere den samlede veksten i trafikkvolumet over døgnet og året. Tiltak vil ved siden av CO_2 -utslippet, derfor redusere utslipp av NO_x og andre komponenter med regional og lokale forurensningsvirkninger (PM10, Benzen, osv.), samt støy. (TØI, 1998, s. 68-75) (SSB, Ukens statistikk nr. 9 1998, Lastebilundersøkelsen 4. kvartal 1997).

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Tiltaket 25% effektivisering av deler av godstransporten vil samlet gi en reduksjon av utslippet fra hele kilden tunge dieselkjøretøy på i overkant av 9 % i 2010.

Tabell C-I-04.1. Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-I-04 i 2010 – Effektivisering av godstransporten.

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	2 946
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	1 105
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2)	276

Kostnader

Kostnadsberegningen er basert på TØI, 1998, s. 69 og 70. TØI har på bakgrunn av sitt omfang av tiltaket skjønnsmessig antatt en investering for hele næringa på ca 100 millioner. Selv om SFT har antatt et sterkt redusert omfang av tiltaket har vi valgt å beholde TØIs kostnadsanslag mht. investeringskostnaden på 100 millioner. Levetiden er satt til 10 år og rentefot 4% (annuitetsfaktor 0,12329)

TØI, 1998, har estimert en gjennomsnittlig kostnad på kroner 20,- per vognkm godstransport med lastebil. Ved en effektivisering og reduksjon av antall kjørte kilometer vil man hvis alt annet er likt spare denne kostnaden. Vi vet lite om kjørte kilometer i 2010, men kan ut fra dagens situasjon estimere en årlig innsparing som følge av tiltaket. I 1997 ble det kjørt om lag 3 mrd. vognkm (eller 12 mrd. tonnkm). Den andelen tiltaket påvirker vil være ca 1 mrd. vognkm (se utslippsberegningen), og 25% reduksjon vil gi en innsparing på mellom 5000 mill NOK per år. Vi antar samme antall vognkm i 2010.

Tabell C-I-04.2. Kostnader forbundet med tiltak C-I-04.1 - Effektivisering av godstransporten, i 2010.

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	100 000
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	12 329
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-5 000 000
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	-4 988 000
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	-18 071

Virkemidler

Dette ”tiltaket” er fysisk sett å redusere utkjørte godskilometer og trafikkvolumet. For å oppnå det kan man bruke ulik IT-teknologi. Vi har ikke diskutert hvilke virkemiddel som må tas i bruk for å oppnå denne effektiviseringen. Umiddelbart ville man tro at et så ”lønnsomt” tiltak automatisk vil gjennomføres. Det viser seg imidlertid å være ulike barrierer for at

effektiviseringer ikke gjennomføres. Innefor transportnæringen kan spesielt ”Just-In-Time” prinsippet være en faktor som virke hindrende. ”Just-In-Time” prinsippet betyr at ordinære butikker/verksteder osv. ikke lagerfører varer men bestiller fra store sentrale lagere eller direkte fra produsenten når det er en kunde som etterspør varen. Det medfører bla. at det blir vanskeligere å utnytte kapasiteten (”fylle opp”) i hver enkelt godsbil. Investeringskostnaden, risikovegring (ny teknologi og risikoen for å mislykkes) er andre velkjente faktorer kan være hindrende.

Et mulig virkemiddel kan være statlig støtte for introduksjon av teknologien slik at risikoen for den enkelte aktør blir mindre. En annen mulighet vil være å påvirke til en dreining bort fra ”Just-In-Time” prinsippet ved høyere prising av transport og lavere lagerkostnader. Dette vil i så fall innebære en annen prising av transporttjenester relativt til lager- og kapitalkostnader forbundet med lagervarer.

Tiltak C-I-05. Parkeringsrestriksjoner i TP10-områdene

Dette "tiltaket" er fysisk sett å redusere trafikkvolumet (eller riktigere reduksjon i veksten). For å oppnå det kan man bruke ulike virkemidler, for eksempel *"Parkeringsrestriksjoner i TP10-områdene"*, og vi har valgt å beskrive *virkemidlene* som utløser denne effekten for å gi et realistisk bilde av hvilke effekter som kan oppnås. Definisjonen av *et tiltak* er derfor i dette tilfelle fraveket.

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket er rettet mot utslippet fra veitrafikk, lette bensin- og dieselbiler. Det er kun en avgrenset del av kilden dette tiltaket er rettet mot – nærmere bestemt TP10-områdene. TP10-områdene er planleggingsenheter som ble innført i 1989 og utgjøres av de 10 største byområdene i Norge; Oslo, Bergen, Stavanger/Sandnes, Fredrikstad/Sarpsborg, Porsgrunn/skien, Drammen, Tromsø og Tønsberg.

CO_2-utslipp fra disse to kildene var for hele Norge i 1990 henholdsvis ca 5,3 og 0,6 mill. tonn. Samlet utgjorde dette ca 75 % av utslippene fra veitrafikk, og ca 17 % av totale CO_2 -utslippet i Norge.

Dersom det ikke iverksettes særskilte tiltak forventes utslippet fra lette bensin- og dieselkjøretøy å bli ca 7 mill tonn CO_2 i 2010. I følge prognosen vil dette utgjøre ca 70 % av utslippet fra veitrafikk og i overkant av 14 % av det samlede nasjonale CO_2-utslippet. Framover til 2010 forventes ingen store endringer i forholdet mellom bensin og dieselbiler. Forsatt trafikkvekst medfører økningen i det samlede utslippet fra de to kjøretøygruppene selv om energieffektiviteten bedres.

Beskrivelse av tiltaket

I tiltaket forutsettes det at en *restriktiv parkeringspolitikk i forhold til arbeidsreiser* kan gjennomføres i TP10-områdene. Lette bensin- og dieselbiler i TP10- områdene slipper ut ca 50% av de samlede CO_2 -utslippet fra denne kilden i 1990. Det forutsettes den samme andelen i 2010. Det vil si at tiltaket vil innvirke på 3,5 mill tonn .

Eksempel på en restriktiv parkeringspolitikk kan være fullstendig parkeringsforbud, tidsbegrenset parkeringsforbud, maksimalnorm i forbindelse med utvikling av næringsområder, soneregulering av parkering ved boliger(fortrinnsrett for beboere) og avgiftsbelegging av parkering. En restriktiv parkeringspolitikk kan redusere trafikkvolumet i en gate, bydel eller byområde avhengig av avgrensningen av reguleringen. I noen tilfeller kan en restriktiv parkeringspolitikk i sentrumsområder gi mer rom for gjennomgående biltrafikk, dvs. det kan bidra til økt biltrafikk. Likevel er det trolig med god utforming og avgrensning av tiltaksområdet, at et tiltaket vil redusere utslipp av både klimagasser og andre forurensningskomponeter med lokale virkninger og i noen grad støy.

TØI (1998) anslår at tiltaket vil gi om lag 4% reduksjon per år av CO_2 -utslippet i TP10-områdene. Anslaget bygger på en omfattende tiltakspakke: Økning av prisen på langtidsplasser til 1 500,- kroner per måned i bykjernene (private langtidsplasser og plasser i

gårdsrom). Dette tilsvarer prisen på langtidsleie i parkeringshus i Oslo. Prisen på gateplasser er satt til kr 8,- per time. I ytre bydeler er prisene satt til det halve.

En slik parkeringspolitikk er beregnet å gi en reduksjon i arbeidsreisene med bil på 10,5% og som følge av dette en reduksjon i CO_2 -utslippet på anslagsvis 3-4 % ifht. alle bilreiser med lette bensin- og dieselbiler innen TP10-området.
(TØI, 1998, s. 17-21)

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Tabell C-I-05.1 Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-I-05 i 2010.

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	7 029
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	3 515
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2)	141

Kostnader

Innføring av en mer restriktiv parkeringspolitikken innebærer lave investeringsbehov. Den direkte kostnaden vil være forbundet med ny/økt skilting, håndheving, drift og vedlikehold. Det er flere kostnadselementer forbundet med et slikt tiltak. Disse er knyttet opp til reisetid, utgifter for den enkelte, inntekter av parkeringsgebyr, etc. SFT har valgt å se bort fra alle disse kostnads- og/eller nytteelementene selv om de kan være betydelige. Imidlertid viser enkelte studier at disse kostnadskomponentene til en viss grad opphever hverandre.

Kostnader ved å innføre parkeringsforbud i en gatestrekning å 500 meter er i størrelsesorden 25-50 000,- kroner. Den tiltakspakken som her er antydet er imidlertid av mer generell karakter og for større områder. Kostnadene vil derfor i større grad være knyttet til planlegging av reguleringene og å gjøre dem kjent. For Oslo er disse av TØI skjønnsmessig satt til 5 mill som en engangsutgift (TØI, 1998).

TØI har antatt samme reduksjonseffekt (4%) for alle TP10-områdene som for Oslo. TØI har ikke oppgitt kostnader for andre TP10-områder. SFT har derfor skalert kostnadene i forhold til fordelingen av trafikkvolumet mellom Oslo og resten av TP10-områdene og på den bakgrunn estimert kostnaden (merinvesteringen) ved tiltaket *"Parkeringsrestriksjoner i TP10-områdene"* til 12 millioner. Driftskostnader/vedlikehold etc. er ikke anslått.

Levetiden for tiltaket er satt til 20 år, rente 4%.

Det er flere kostnadselementer som ikke er inkludert i denne beregningen. Blant annet inntekter fra parkeringsgebyr og tidskostnader for de ulike trafikantgruppene – bilreisende etter tiltaket, tidligere bilreisende som nå reiser kollektivt, kollektivreisende før og etter tiltaket, næringstransport. Heller ikke endring i ulykkeskostnader eller miljøkostnader er inkludert.

Tabell C-I-05.2. Kostnader forbundet med tiltak C-I-05 Parkeringsrestriksjoner i TP10-områdene, i 2010.

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	12 000
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	883
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	883
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	6,3

Tiltak C-I-06. Tidsdifferensiert bompengeordning i TP-10 områdene

Dette "tiltaket" er fysisk sett å redusere trafikkvolumet (eller riktigere reduksjon i veksten). For å oppnå det kan man bruke ulike virkemidler, for eksempel *" Tidsdifferensiert bompengeordning i TP-10 områdene"*, og vi har valgt å beskrive *virkemidlet* som utløser denne effekten for å gi et realistisk bilde av hvilke effekter som kan oppnås. Definisjonen av *et tiltak* er derfor i dette tilfelle fraveket.

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket er rettet mot utslippet fra veitrafikk, lette bensin- og dieselbiler. Det er kun en avgrenset del av kilden dette tiltaket er rettet mot – nærmere bestemt TP10-områdene. TP10-områdene er planleggingsenheter som ble innført i 1989 og utgjøres av de 10 største byområdene i Norge; Oslo, Bergen, Stavanger/Sandnes, Fredrikstad/Sarpsborg, Porsgrunn/skien, Drammen, Tromsø og Tønsberg.

CO_2-utslipp fra disse to kildene var for hele Norge i 1990 henholdsvis ca 5,3 og 0,6 mill. tonn. Samlet utgjorde dette ca 75 % av utslippene fra veitrafikk, og ca 17 % av totale CO_2 -utslippet i Norge.

Dersom det ikke iverksettes særskilte tiltak forventes utslippet fra lette bensin- og dieselkjøretøy å bli ca 7 mill tonn CO_2 i 2010. I følge prognosen vil dette utgjøre ca 70 % av utslippet fra veitrafikk og i overkant av 14 % av det samlede nasjonale CO_2-utslippet. Framover til 2010 forventes ingen store endringer i forholdet mellom bensin og dieselbiler. Forsatt trafikkvekst medfører økningen i det samlede utslippet fra de to kjøretøygruppene selv om energieffektiviteten bedres.

Beskrivelse av tiltaket

I tiltaket forutsettes det at det etableres bomringer i de TP10-områdene man ikke har det og at man innfører en miljøbetinget tidsdifferensiering av takstene i de samme områdene. Lette bensin- og dieselbiler i TP10- områdene slipper ut ca 50% av de nasjonale CO_2 -utslippet fra denne kilden i 1990. Det forutsettes den samme andelen i 2010. Framskrivningene tilsier da at tiltaket vil innvirke på ca 3,5 mill. tonn.

Tidsdifferensiert bompengeordning tilsier forskjellig prising av passeringer av bompengeringen til ulike tider på døgnet. Det vil være kø- og rushtidsstyrende, samtidig som det også vil redusere den samlede veksten i trafikkvolumet over døgnet og året. Et slikt tiltak vil ved siden av CO_2 -utslippet, derfor redusere utslipp av NO_x og andre forurensningskomponeter med regional og lokale virkninger (PM10, Benzen, osv.), samt støy.

Det er antatt at etablering av bompengeringer i alle TP10-områdene gir en reduksjon i CO_2 -utslippet med 3,5%. Det forutsetter en avgift hele døgnet på realnivå med Oslo i 1990.

Det er videre antatt at en tidsdifferensiering av avgiftene med omlag doble avgifter i de mest belastede tidene på døgnet vil gi en ytterligere reduksjon i NOx-utslippene på 2%.

Samlet CO_2 -reduserende effekt av tiltaket settes til 5,5% av den definerte kilden i TP-10 områdene.

Denne konklusjonen er bygget på TØI (1998) som bla. viser til Oslo, Bergen og Trondheim som nasjonale eksempler og Singapore som et internasjonalt eksempel hvor ordningene er utprøvd. Etablering av bompengeringen i Oslo gav en 3,5% reduksjon i totalt trafikkvolum og 6% reduksjon i trafikken innenfor bompengeringen. I Trondheim ble det henholdsvis ingen endring, og 8-10% endring. I Bergen er det kun data for trafikken over/innenfor bomringen, og den ble redusert med 6-7%. Systemene er utformet noe forskjellig. I Oslo og Bergen er det fast pris hele døgnet med hhv. kroner 12,- og 5,- per passering, i Oslo er det billigere med abonnement og klippekort, i Trondheim er det bare betaling på dagtid og da ulike takster etter tidspunkt, fra kroner 6,- til 8,-.

I Singapore var avgiftene realpriset 10 ganger høyere enn i de norske eksemplene, avgiftene er tidsdifferensiert. Den umiddelbare effekten var en 44-50% nedgang i trafikkvolumet i rushtidene.

TØI, 1998, referer videre modellanalyser av Larsen og Rekdal (1996) mhp. Oslo. Konklusjonene om dimensjoneringen og virkningen av tiltaket Tidsdifferensiert bompengeordning i TP-10 områdene baserer seg i stor grad på disse.

(TØI, 1998, s. 10-16, 71-75)

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Tabell C-I-06.1 Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-I-05 i 2010.

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (tonn CO_2)	7 029
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (tonn CO_2)	3 515
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (tonn CO_2)	193

Kostnader

Kostnadsberegningen er basert på erfaringene fra Oslo (TØI, 1998, s. 14-16). Kostnadene for TP10-områdene er av SFT gjort som en oppskalering av Oslotallene basert på andelene av trafikkvolum.

På den bakgrunn er kostnaden (merinvesteringen) ved tiltaket *"Tidsdifferensiert bompengeordning i TP10-områdene"* av SFT estimert til omlag 280 millioner. Det omfatter etableringen av bompengeringer i de av TP10-områdene som ikke har dette per i dag. Fordeler man denne likt på de 7 gjenværende områdene blir det omlag 40 millioner per område, det vil si et nivå mellom kostnaden i Bergen (19) og Trondheim (57). Dette synes som en rimelig antagelse.

Driftskostnader/vedlikehold er for Oslo ca 70 mill. per år. Basert på samme metode som ovenfor er samlet driftskostnad for TP10-områdene av SFT estimert til 170 mill. per år, det vil si i gjennomsnitt ca 10 mill per område utenfor Oslo. For Bergen og Trondheim var driftskostnaden i 1992-93 hhv. 12,5 og 6. Estimatet synes på denne bakgrunn å være en rimelig antagelse.

Det er flere kostnads- og nytte elementer forbundet med et slikt tiltak. Disse er knyttet opp til reisetid, utgifter for den enkelte, inntekter av parkeringsgebyr, etc. SFT har valgt å se bort fra alle disse kostnads- og nytteelementene, noe som medfører at nettokostnadene overestimeres og det blir et ”dyrt” tiltak.

Levetiden for tiltaket er satt til 20 år. Rentefoten er 4% (annuitetsfaktor 0,07358)

Tabell C-I-06.2 Kostnader forbundet med tiltak C-I-06. Tidsdifferensiert bompengeordning i TP-10 områdene i 2010

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	280 000
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	20 602
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	170 000
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	190 602
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	988

Andre trafikale tiltak og virkemidler som ikke er kvantifisert og lagt inn i kostnadskurven, men er tatt med fordi de utgjør tilleggspotensial og være utfyllende virkemidler

Beskrivelse av utslippskilden

Kilden i dette tilfellet er all veitrafikk, men ved vekt på persontransport. Veitrafikkens utslipp av CO_2 var 7,9 mill tonn i 1990. En fortsatt vekst i trafikkvolumet med 1-2% per år fram mot 2010 øker utslippene til 10. mill tonn i 2010. Selv om det i fremskrivningene er forutsatt en kontinuerlig effektivisering på om lag 1% per år øker trafikkarbeidet mer og resultatet blir høyere utslipp i 2010 enn i 1990.

Beskrivelse av tiltakene

I dette notatet vil vi komme inn på flere tiltak/virkemidler som vi ikke har inkludert i analysens kvantitative del. Vi velger likevel å nevne disse og anslå mulige effekter av valgte dimensjoneringer, fordi de er supplement til de tiltak vi har kvantifisert og inkludert i analysen. Vurderingene er hentet fra TØI, 1998, og andre undersøkelser referert i denne.

Tiltakene vil være med på å redusere den samlede veksten i trafikkvolumet over døgnet og året. Alle tiltakene vil derfor ved siden av CO_2 -utslippet redusere utslipp av NO_x og andre komponenter med regional og lokale forurensningsvirkninger (PM10, Benzen, osv.) og støy.

Fortetting og lokaliseringsstyring av arbeidsplasser

Lokalisering av virksomheter i forhold til transporttilbudet har betydning for hvilke transportmiddel velger når de oppsøker virksomheten. Transporttilbudet er en beskrivelse av hvor lett de er å komme seg til virksomheten ved å gå, sykle, reise kollektivt og med bruk av bil.

Det er gjennomført mange undersøkelser omkring reisemåte i forhold til lokalisering av bosted, arbeidssted og forskjellige servicetilbud (handel, post, etc). Konklusjonen av nordiske analyser viser at innbygger som bor byer med spredt utbyggingsmønster, for eksempel Halden med 654 m^2 tettstedsareal per innbygger, bruker i gjennomsnitt 25% mer energi til transport enn innbyggere som bor byer med høy tetthet, for eksempel København med 305 m^2 tettstedsareal per innbygger. Tilsvarende forskjeller er funnet i forhold til desentraliserte kontra sentraliserte tettsteder.

Det er vanskelig å beregne de utslippsreduserende effektene av en aktiv fortetting og lokaliseringspolitikk (ABC-politikk). En slik politikk vil innebære en pakke av flere av de andre tiltakene og virkemidlene nevnt her, i tillegg til en langsiktig arealbrukspolitikk med miljøminimering som en viktig premiss

Økt satsing på kollektivtransport

Vurderingene bygger på to teoretiske analyser (modellberegninger) i Oslo og Tromsø og tre studier av faktiske endringer i Kristiansand, Trondheim og Molde.

I Oslo og Tromsø ble tre alternativer analysert (TØI, 1998):
Alt. 1. Økning i kjørehastighet for buss med 25%
Alt. 2. Reduksjon i kollektivtakstene med hhv. 10, 25 og 50%
Alt. 3. Økning i antall avganger på alle kollektivrutene med hhv. 10, 25 og 50%

Med alternativet ”25% endring” i de tre alternativene ovenfor , beregnet man en reduksjon i CO_2 –utslippene fra personbiltrafikken med hhv. 2%, 4% og 3%.

Erfaringene fra Molde, Trondheim og Kristiansand der man reduserte prisen og/eller økte avgangshyppigheten viser at utslippene fra personbiltrafikken blir redusert. Det viser seg imidlertid at konkurranseflatene mellom personbiler og kollektive transportmidler er små. Relativt store forbedringer i kollektivtilbudene gir bare små endringer i personbilbruken. Det viser seg at den relativt svake nedgangen i personbilbruken og ikke er tilstrekkelig til å oppveie økningen i utslippene fra det forbedrede busstilbudet.

Undersøkelser i England og Tyskland tyder på at det er mulig å oppnå betydelig større effekter på personbilbruken – en reduksjon på 5-15% er erfart i London, Freiburg og Basel. Effekter i denne størrelsesorden synes imidlertid å kreve samtidig innføring av andre tiltak og virkemidler som for eksempel veiprising og/eller parkeringsrestriksjoner.

En samfunnsøkonomisk nytte-kostnadsanalyse av kollektivtransporten i Oslo viser at det under de fleste betingelser vil være lønnsomt å gi betydelig større tilskudd til kollektivselskapene enn det som i dag gjøres.

Utbygging av gang- og sykkelveier

Mange av reisene med privatbiler er korte og kan teoretisk erstattes med sykkel eller gange. I TØI, 1998, refereres flere undersøkelser som viser at man ikke oppnår noen økning i andelene av sykkel og gang bare ved å bedre sykkel- og gangveinettet. I tillegg synes det nødvendig å innføre andre virkemidler og tiltak som bomring, bilfrie sentrumsområder, parkeringsrestriksjoner, bensinprisøkninger.

En økning av befolkningens sykkel og gange vil ha mange andre positive virkninger ved siden av utslippsreduksjoner fra personbil trafikken. Eksempler på dette er bedret helse(forebygging), støyreduksjoner, reduksjoner i alvorlig ulykker, samt mindre barrierer mellom forskjellige arealer.

C. MOBIL FORBRENNING

II. Motorredskaper

Tiltak C-II-01. Elektrisk drift av gressklippere, jordfresere, motor- og ryddesager til fritidsbruk

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket er rettet mot utslippet fra motorredskaper. Utslippet (CO_2, CH_4 og N_2O) fra denne utslippskilden skjer som følge av forbrenningsprosesser i motoren og avdampning av uforbrente forbindelser.

I 1990 var utslippet fra bensindrevne motorredskaper ca 59 ktonn CO_2-ekvivalenter . For 1990 utgjør dette ca 6% av utslippene fra alle motorredskaper, og ca 0,1% av det totale klimagassutslippet i Norge. I følge utslippsframskrivningen uten tiltak vil forholdene være de samme i 2010. Det vil si at hvis det ikke iverksettes tiltak forventes utslippet fra bensindrevne motorredskaper i 2010 å bli ca 65 ktonn CO_2-ekvivalenter.

Beskrivelse av tiltaket

Overgang til elektrisk drift av gressklippere, jordfresere, motor- og ryddesager til fritidsbruk vil fjerne utslippet fra disse motorene. Det forutsettes i tiltaket at ca halvparten av gress-klipperne og jordfresere, og ca 15% av motor- og ryddesagene som selges hvert år har elektrisk motor. Utslippet fra gressklippere og jordfresere er satt til ca 70% av utslipp fra motorredskaper, og utslippet fra sager til ca 30%. Full effekt av tiltaket forventes i 2009. I den videre beskrivelsen regnes tiltaket også å ha full effekt i 2010.

Det forutsettes at 35 000 av de 710 000 motoriserte gressklippere og jordfresere som årlig selges til fritidsbruk, blir utstyrt med elektrisk motor. Det samme forutsettes for 5 000 av de 33 000 motoriserte sagene som selges til fritidsbruk. Levetiden for gressklippere og jordfresere er satt til 10 år, og for de motoriserte sagene er den satt ti 7 år. I år 2010 vil tiltaket derfor omfatte 350 000 elektriske gressklippere og jordfresere, samt 35 000 elektriske sager. Tiltaket vil ha effekt overfor 44% av det forventede CO_2 –ekvivalent utslippene (CO_2, CH_4 og N_2O) fra bensindrevne motorredskaper i 2010. (Teknologisk Institutt, 1996).

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Elektriske motorredskaper har ikke CO_2 –utslipp så lenge elektrisiteten produseres fra fornybare energikilder.

Tabell C-II-01.1: Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-II-01 i 2010 og ved full effekt.

	2010	**Full effekt**
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (kt CO_2-ekv.)	65	
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (kt CO_2-ekv.)	29	29
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (kt CO_2-ekv.)	29	29

Kostnader

Teknologisk Institutt (1996) har beregnet merkostnaden for en elektrisk drevet gressklippere eller jordfresere til 1100 NOK, og besparelsen for elektrisk drevet sag til 1300 NOK. Driftskostnader og besparelser er beregnet ut fra el-pris på 0,36 kr /kWh, bensinpris på 2,33 NOK/l, og årlig driftstid på 15 timer for gressklippere og jordfresere, og 5 timer for sager. SFT har brukt disse størrelsene i kostnadsberegningene, men vi har valgt å bruke en annen beregningsmetode enn Teknologisk Institutt (1996). Alle kostnadene er beregnet uten avgifter og med 7% diskonteringsrente. Resultatet av beregningene er gjengitt i tabellen nedenfor.

Tabell C-II-01.1: Kostnader forbundet med tiltak C-II-01 i 2010 og ved full effekt.

	2010	**Full effekt**
Merkostnad til investering (1000 NOK)	339 500	339 500
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	46 381	46 381
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-22 743	-22 743
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	23 638	23 638
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	815	815

Virkemidler

Tiltaket kan utløses ved at myndighetene innfører økonomiske virkemidler som stimulerer husholdningene til å bruke elektriske motorredskaper.

C. MOBIL FORBRENNING

III. Fly

Tiltak C-III-01. Innføring av fly med lavere drivstoff-forbruk

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket er rettet mot utslipp fra innenriks kort- og mellomdistanse rute-/charterfly. Utslippet skjer ved forbrenning av jetdrivstoff i flymotoren.

I 1990 var utslippet av CO_2 fra luftfart på 950.000 tonn. For 1990 utgjør dette ca. 2,7 % av de totale CO_2-utslippene i Norge. I følge prognosen vil utslippet i 2010 være på ca. 1,8 mill. tonn, noe som utgjør omtrent 3,8 % av de forventede totale utslipp. Det regnes at rute-/charterfly står for ca. 95% av disse utslippene (SSB rapport 97/20). Både IPCCs spesialrapport om utslipp fra fly fra 1999 (Aviation and the Global Atmosphere) og årsrapporter fra innenlands flyselskaper indikerer en kraftig vekst i sivil flytrafikk i årene som kommer. Det er derfor bidraget fra fly til de totale CO_2-utslippene er økt med om lag 40 prosent i perioden 1990-2010. I framskrivingen er det tatt hensyn til at det innen 2010 vil tas i bruk en del fly med lavere drivstofforbruk enn i dag.

Beskrivelse av tiltaket

Tiltaket går ut på innføring av fly med forbedret brennkammer. Disse flyene forbruker mindre brennstoff enn de som er i bruk i dag, slik at CO_2 utslippene reduseres. Dette vil redusere utslippene per passasjerkilometer med ca. 20 % (SAS' miljørapport) i forhold til eksisterende flytyper.

I tiltaket forutsettes det at 80 % av alle rute-/charterfly som trafikkerer i Norge er av en type som forbruker mindre drivstoff innen 2010. Dette gjelder både norske og internasjonale fly. Det er estimert at andelen rute-/charterfly med denne teknologien vil være på 40 % i 2010 uten tiltaket, siden dette er teknologi som flyselskapene sannsynligvis tjener på ved sparte utgifter til drivstoff.

Vi har kun sett på dette ene teknologirelaterte tiltaket for reduksjon av utslipp fra fly. I IPCC rapporten er flere andre tiltak nevnt, som forbedring av flyvingssystemene (Air Traffic Management) samt økonomiske og miljømessige reguleringer (avgifter, frivillige avtaler, handel med utslippskvoter, fjerning av subsidier, overgang til andre framkomstmidler som tog og buss).

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Vi forutsetter implementering av tiltaket på 80 % av alle rute-/charterfly som trafikkerer Norge i 2010, men regner med at den ville blitt innført på 40 % av flyene uansett. Tiltaket vil altså føre til reduksjoner på om lag 40 % av utslippene fra denne kilden i 2010. Reduksjonen av utslipp i 2010 som følge av tiltaket for denne andelen utslipp er på 20 %.

Tabell C-III-01: Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-III-01 i 2010 og ved full effekt.

	2010	Full effekt
Forventet utslipp uten tiltak (ktonn CO_2)	1740	1740
Andel av utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	696	1044
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2)	139	209

Det er estimert at flyenes totale bidrag til drivhuseffekten er mellom 2 og 4 ganger større enn bidraget fra CO_2 alene. Årsaken er NO_x-utslippene og disses ozongenerende virkning. Imidlertid har denne type fly doble ringformede brennkamre, slik at NO_x-utslippene vil reduseres med 40 % i forhold til utslipp fra fly uten denne teknologien. Dette vil redusere flyenes bidrag til drivhuseffekten ytterligere. Denne effekten er ikke medregnet i analysen. (IPCC Spesialrapport 1999).

Kostnader

Det er foretatt estimater som viser at innføring av teknologien på eksisterende maskiner vil medføre kostnader på ca. en tredjedel av kostnaden for en ny motor. Det virker derfor mer hensiktsmessig å kun innføre teknologien på nye fly.

Det forventes at implementering av denne teknologien på nye rute-/charterfly vil gi økte kostnader på ca. 5 millioner kroner per fly (SAS årsrapport), dette er tiltakets merkostnad per fly. Tiltaket vil medføre sparte utgifter til drivstoff, men dette er ikke tatt med i beregningene. Levetiden for et fly er satt til 25 år. Alle kostnadene er beregnet uten avgifter og med 7 % diskonteringsrente. Resultatet av beregningene er gjengitt i tabellen nedenfor.

Investeringskostnader: 30 (utskiftede fly) * 5 mill.kr. (inv.kostnad per fly) * 0,08749 (annuitetsfaktor 25 år og 7 % disk. rente)

Tabell C-III-01: Kostnader forbundet med tiltak xxC-III-01 i 2010 og ved full effekt.

	2010	Full effekt
Investeringskostnad (merkostnad) (1000 NOK)	150 000	225 000
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	13 124	19 685
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	0	0
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	13 124	19 685
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	94	94

C. MOBIL FORBRENNING

V. Skip og båter

Tiltakene innenfor skip og båter er hentet fra utredninger gjort i forbindelse med direktoratenes nasjonale NO_x-tiltaksanalyse publisert juni 1999 (SFT-rapport 99:13). Det Norske Veritas gjorde i den anledning beregninger og vurderinger av tiltak for å redusere NO_x (DNV, 1998) . Imidlertid var mange av tiltakene rettet mot å redusere drivstoff forbruket og derigjennom reduseres CO_2-utslippene. Ved å benytte disse tiltakene som er "optimalisert" ut fra ønske om å redusere NO_x-utslipp vil vi ikke oppnå maksimal CO_2-reduserende effekt. Likevel er det et faktum at også denne sektoren må forholde seg til flere nasjonale målsetninger om å redusere ulike utslippskomponenter til luft. Vi mener derfor at disse tiltakene som her er beskrevet vil kunne oppfylle begge hensyn.

Tiltak C-V-01: Motortekniske endringer, fiske

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket retter seg mot alle fiskefartøyer over en vis størrelse. Utslippet skjer ved forbrenning av dieselolje i skipsmotorene.

Fiskeflåten er en forholdsvis stor kilde til CO_2 utslipp og i 1990 var utslippet ca 1 500 ktonn. Dette utgjorde ca 42 % av utslippene fra skip og båter og 4,3 % av det totale utslippet av CO_2 i Norge. Dersom det ikke iverksettes særskilte tiltak vil utslippet være 1 320 ktonn i 2010.

Beskrivelse av tiltaket

Motortekniske endringer går ut på at det gjennomføres inngrep i motorene. Det kan være endringer i kompresjonsforhold, drivstoffinnsprøyting og tilførsel av luft. Dette vil kunne redusere drivstofforbruket og derigjennom CO_2 utslippet med mellom 2 og15 % pr motor eller i gjennomsnitt ca 6,5 %. Tiltaket kan kun gjennomføres ved en begrenset del av fartøyene og det er estimert at denne fartøygruppen vil ha en utslippsandel i 2010 på 7 % av CO_2 utslippene fra den samlede flåten av fiskefartøyer.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Utslippsreduksjonen som følge av tiltaket blir 0,067 (andel av fiskeflåtens utslipp) * 0,065 (tiltakets reduksjonsprosent) * 1 320 ktonn (fiskeflåtens samlede utslipp i 2010) = 5,75 ktonn.

Tabell C-V-01.1. Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-V-01 i 2010.

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	1320
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	88,4
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	5,75

Kostnader

Kostnaden for gjennomføring av motortekniske forandringer er 10 mill NOK totalt. Forutsatt en levetid på 15 år og en rentefot på 7 % renter blir annuitetsfaktoren 0,10979 og kapitalkostnadene 1,098 mill NOK pr. år.

Reduserte drivstoffkostnader vil være 7,5 mill per år.

Tabell C-V-01.2. Kostnader forbundet med tiltak C-V-01 i 2010.

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	10 000
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	1 098
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	7 500
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	-6 400
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO2)	-1

Tiltak C-V-02. Motortekniske endringer, kystfart

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket retter seg mot en mindre del av fartøyene i kystfarten. Utslippet skjer ved forbrenning av dieselolje i skipsmotorene.

Kystfartflåten utgjør en forholdsvis stor kilde til CO_2 utslipp og i 1990 var utslippet ca. 1 884 ktonn. Dette utgjorde ca 52 % av utslippene fra skip og båter og 5,4 % av det totale utslippet i Norge. Dersom det ikke iverksettes tiltak vil utslippet være 2 546 ktonn i 2010.

Beskrivelse av tiltaket

Motortekniske endringer går ut på at det gjennomføres inngrep i motorene. Det kan være endringer i kompresjonsforhold, drivstoffinnsprøyting og tilførsel av luft. Dette vil kunne redusere drivstofforbruket og derigjennom CO_2 utslippet med mellom 2 og15 % pr motor eller i gjennomsnitt ca 6,5 %. Tiltaket kan kun gjennomføres ved en begrenset del av fartøyene og det er estimert at denne fartøygruppen vil ha en utslippsandel i 2010 på 14 % av CO_2 utslippene fra den samlede flåten av fiskefartøyer.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Utslippsreduksjonen som følge av tiltaket blir 23 ktonn CO_2 hvis full effekt kunne oppnås i 2010. Imidlertid vil tiltaket kun gjennomføres på 71% av fartøyene innen 2010 og utslippsreduksjonen vil bli noe mindre 16,5 ktonn.

Tabell C-V-02.1 Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-V-02 i 2010 .

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	2 546
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	253
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	16,5

Kostnader

Kapitalkostnadene for gjennomføring av motortekniske endringer blir 51.mill NOK ved full effekt og 36,2 mill NOK i 2010. Ved en levetid på 15 år og en rentefot på 7 % blir annuitetsfaktoren 0,10979 og de årlige kapitalkostnadene 5,6 mill NOK ved full effekt og 4,0 mill NOK i 2010.

Tiltaket reduserer brenselforbruket med 6,5 %. Dette senker de årlige brenselsutgifter med 9,5 mill NOK i 2010 og 13,4 mill NOK ved full effekt.

Tabell C-V-02.2. Kostnader forbundet med tiltak C-V-02 i 2010.

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	36 210
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	3 967
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-9 500
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	-5 533
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	-335

Tiltak C-V-03. Motortekniske endringer, flyttbare innretninger

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket retter seg mot flyttbare innretninger. Utslippet skjer ved forbrenning av dieselolje/olje i motorene. Flyttbare innretninger utgjør en liten kilde til CO_2 utslipp og i 1990 var utslippet ca 233 ktonn. Dette utgjorde ca 6,4 % av utslippene fra skip og båter og 0,7 % av det totale utslippet i Norge. Dersom det ikke iverksettes tiltak vil utslippet være 340 ktonn i 2010.

Beskrivelse av tiltaket

Det gjennomføres inngrep i motorene som endringer i kompresjonsforhold, drivstoffinnsprøyting og tilførsel av luft. Dette vil kunne redusere CO2 utslippet med 2-15 % pr motor , gjennomsnittlig 6,5%. Tiltaket kan gjennomføres ved en begrenset del av fartøyene, med en estimert prognoseandel på 8,7 %.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Tiltaket vil kunne gjennomføres og ha 100 % effekt i år 2010. Utslippsreduksjonen blir da ca 2 ktonn CO_2.

Tabell C-V-03.1. Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-V-03 i 2010

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO_2)	340
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO_2)	30
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO_2)	2

Kostnader

Kapitalkostnadene for gjennomføring av motortekniske endringer blir 3,3 mill NOK.
Ved en levetid på 15 år og en rentefot på 7 % blir annuitetsfaktoren 0,10979 og de årlige kapitalkostnadene 0,4 mill NOK. Tiltaket gir redusert drivstofforbruk på ca 6,5%, dvs. 1,15 mill NOK i innsparing per år.

Tabell C-V-03.2. Kostnader forbundet med tiltak C-V-03 i 2010.

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	3 300
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	362
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-1 150
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	362
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	-788

Tiltak C-V-04. Effektiviseringer med mer, (andre tiltak), fiskefartøyer

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket retter seg mot alle fiskefartøyer over en vis størrelse. Utslippet skjer ved forbrenning av dieselolje i skipsmotorene.

Fiskeflåten er en forholdsvis stor kilde til CO_2 utslipp og i 1990 var utslippet ca 1 500 ktonn. Dette utgjorde ca 42 % av utslippene fra skip og båter og 4,3 % av det totale utslippet av CO_2 i Norge. Dersom det ikke iverksettes særskilte tiltak vil utslippet være 1 320 ktonn i 2010.

Beskrivelse av tiltaket

Dette er en samlepost med ulike CO_2 -utslipp reduserende tiltak gjennom reduksjon av drivstoff forbruket. Her er bl.a. nytt propulsjonssystem og endret skrogutforming inkludert og beregnet som stort sett lønnsomme tiltak. Dette kan reduserer CO_2 utslippet fra hvert fartøy med i gjennomsnitt 20 % (5-50%).

Tiltaket kan gjennomføres ved en meget liten del av fartøyene, med en estimert prognoseandel på ca 5 %.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Det er på grunn av vedlikeholdsintervaller og kapasitet ved verftene estimert at tiltaket vil gjennomføres på ca 50% av aktuelle fartøy innen 2010. Utslippsreduksjonen blir ved full effekt 13,2 ktonn og i 2010 6,6 ktonn CO_2 .

Tabell C-V-04.1. Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-V-04 i 2010

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (tonn CO2)	1 320
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (tonn CO2)	66
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (tonn CO2)	6,6

Kostnader

Kapitalkostnadene blir 8,4 mill NOK i 2010 og 16,7 mill NOK ved full effekt. Med en rentefot på 7 % og en levetid på 15 år, blir annuitetsfaktoren 0,1098 og de årlige kapitalkostnader 1,8 mill NOK ved full effekt og 0,9 mill NOK i 2010

Tiltaket reduserer brenselforbruket med 5 %. Dette reduserer de årlige brenselsutgifter med 2,9 mill NOK i 2010 og 5,8 mill NOK ved full effekt.

Tabell C-V-04.2. Kostnader forbundet med tiltak C-V-04 i 2010.

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	8 400
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	900
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-2 900
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	-2 000
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	-12

Tiltak C-V-05. Effektiviseringer med mer, (andre tiltak), kystfart

Beskrivelse av utslippskilden

Tiltaket retter seg mot fartøyer i kystfart. Utslippet skjer ved forbrenning av dieselolje i skipsmotorene.

Kystfartflåten utgjør en forholdsvis stor kilde til CO_2 utslipp og i 1990 var utslippet ca. 1 884 ktonn. Dette utgjorde ca 52 % av utslippene fra skip og båter og 5,4 % av det totale utslippet i Norge. Dersom det ikke iverksettes tiltak vil utslippet bli 2 546 ktonn i 2010 fra denne kilden.

Beskrivelse av tiltaket

Dette "tiltaket" er en samlepost for flere tiltak som gjennom reduksjon av drivstoff forbruket reduserer CO_2-utslippet. Nytt propulsjonssystem og endret skrogutforming er de viktigste tiltakene. Samlet reduseres drivstofforbruket på grunn av disse tiltakene med 20 % i hvert fartøy. CO_2 utslippet reduseres tilsvarende.

Tiltaket er i vår beregning kun innført ved en mindre del av fartøyene. Denne andelen har vi estimert til å slippe ut om lag på 23 % av kystrafikkens utslipp i 2010.

Utslippsreduksjoner som følge av tiltaket

Ved full effekt, dvs. at modifikasjonene er gjennomført på alle aktuelle skip, vil utslippsreduksjonen bli 117 ktonn. Imidlertid kan bare 74% av de aktuelle skipene modifiseres innen i 2010, og effekten reduseres til 87 ktonn CO_2.

Tabell C-V-05.1. Utslippsreduksjoner forbundet med tiltak C-V-05 i 2010

	2010
Forventet utslipp fra kilden uten tiltak (ktonn CO2)	2 546
Andel av forventet utslipp som påvirkes av tiltaket (ktonn CO2)	586
Utslippsreduksjon som følge av tiltak (ktonn CO2)	87

Kostnader

Kapitalkostnadene blir 18,8 mill NOK i 2010 og 25,5 NOK ved full effekt. Med en levetid på 15 år og en rentefot på 7 % blir de årlige kapitalkostnadene 2,1 mill NOK i 2010 og 2,8 ved full effekt.

Tiltaket reduserer brenselforbruket med 5 %. Dette senker de årlige brenselsutgifter med 7,6 mill NOK i 2010 og 10,3 mill NOK ved full effekt.

Tabell C-V-05.2. Kostnader forbundet med tiltak C-V-05 i 2010.

	2010
Merkostnad til investering (1000 NOK)	18 800
Årlige kapitalkostnader (1000 NOK)	2 100
Endrede årlige driftskostnader (1000 NOK)	-7 600
Samlet årlig kostnad (1000 NOK)	-5 600
Kostnadseffektivitet (NOK / tonn CO_2)	-64